

Министерство сельского хозяйства
Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
профессионального образования
«Самарская государственная
сельскохозяйственная академия»

Кафедра « Электрификация и автоматизация АПК»

Расчет трансформаторной подстанции

Методические указания для выполнения курсовой работы по дисциплине
«Электрические станции и подстанции»

Кинель
РИЦ СГСХА
2013

УДК 631.371(07)
ББК-40.76(07)
Н -87

Нугманов, С. С.
Н-87
Расчет трансформаторной подстанции : методические указания для выполнения курсовой работы по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / С. С.Нугманов. – Кинель : РИЦ СГСХА, 2013. – 49 с.

Методические указания для выполнения курсовой работы по дисциплине «Электрические станции и подстанции» предназначены для студентов, обучающихся по специальности 110302 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства». Данное издание содержит рекомендации по выполнению курсовой работы, основные теоретические сведения, требования к структуре курсовой работы и её оформлению, пояснения по выбору исходных данных.

Оглавление

Предисловие

Методические указания составлены в соответствии с рабочей программой по дисциплине «Электрические станции и подстанции».

В данном издании приводятся рекомендации по выполнению курсовой работы, основные теоретические сведения, требования к структуре курсовой работы и её оформлению, пояснения по выбору исходных данных.

Целью выполнения данной курсовой работы является формирование у студентов необходимых знаний для решения профессиональных задач по проектированию трансформаторных подстанции.

Задачи выполнения курсовой работы – получение навыков расчета электрических нагрузок потребителей, выбора трансформаторной подстанции, расчета и проектирования электрической части трансформаторной подстанции с выбором необходимой электрической аппаратуры.

Методические указания предназначены для студентов, обучающихся по специальности 110302 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства».

Критерии оценки курсовой работы

Оценка	Критерии
Отлично	Работа выполнена в срок с качественным оформлением пояснительной записки и графической части. Студент грамотно отвечает на все вопросы.
Хорошо	Работа выполнена в срок, но качество оформления пояснительной записки и графической части недостаточное. Студент грамотно отвечает не на все вопросы.
Удовлетворительно	Работа не выполнена в срок. Качество оформления пояснительной записки и графической части удвлетворительное. Студент отвечает не на все вопросы.
Неудовлетворительно	Работа выполнена не в срок и с низким качеством оформления пояснительной записки и графической части. Студент отвечает не на все вопросы.

Требования для оформления курсовой работы

Курсовая работа состоит из пояснительной записки и графической части.

Расчетно-пояснительная записка должна содержать:

1.Титульный лист (Приложение 10);

2. Введение;

3.Задание для курсовой работы;

4.Оглавление;

5.Основную часть:

5.1. Расчет электрической части подстанции системы электроснабжения;

5.2.Расчет и выбор электрических аппаратов;

6.Выводы и предложения;

7.Список использованной литературы и источников.

Порядок выполнения расчета

1 Расчет электрической части подстанции системы электроснабжения:

1.1 Определение суммарной мощности потребителей подстанции;

1.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов;

1.3 Выбор схем главных электрических соединений проектируемой подстанции;

1.4 Расчет токов короткого замыкания.

2 Расчет и выбор электрических аппаратов:

2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд;

2.2 Выбор аппаратуры на сторону НН 6(10) кВ;

2.3 Выбор реакторов;

2.4 Выбор выключателей;

2.5 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей;

2.6 Выбор измерительных трансформаторов;

2.7 Расчет заземляющего устройства;

2.8 Выбор защиты от перенапряжений и грозозащиты.

Графическая часть состоит из одного листа формата А3 – принципиальной схемы электрической подстанции, с указанием технических характеристик оборудования (Приложение 9).

Расчетно-пояснительная записка должна пояснить и обосновать принятые решения в соответствии с окончательными цифровыми результатами выполненных расчетов. Рекомендуется результаты расчетов представлять в пояснительной записке в виде таблиц.

Исходные данные к курсовой работе

1.Сведения об энергосистеме:

U_c- напряжение системы, которое соответствует стороне высокого напряжения (ВН) подстанции, кВ;

S_c- мощность системы, МВА;

x_c- реактивное сопротивление системы в относительных единицах;

n_c- число линий связи с системой;

L_c- длина линии связи, км.

2. Сведения о нагрузке потребителей, присоединенных на стороне среднего и низшего напряжений (СН и НН) подстанции:

$U_{сн}$, $U_{нн}$ - уровни среднего и низшего напряжения подстанции, кВ;

n·P- число и мощности линий, МВА;

$K_{мп}$ - коэффициент несовпадения максимумов нагрузки потребителей;

cos φ- коэффициент мощности.

1 Расчет электрической части подстанции системы электроснабжения

1.1 Определение суммарной мощности потребителей подстанции

Расчет потребных мощностей нагрузок производят с использованием коэффициента несовпадения максимумов нагрузки потребителей.

Суммарная активная мощность на стороне СН (НН):

$$P_{сн} = \sum(n_{снi} \times P_{снi}) \times k_{мп} , \qquad (1)$$

где $n_{снi}$, $P_{снi}$, $k_{мп}$ – параметры потребителей на стороне СН подстанции;

$P_{сн}$- суммарная активная мощность на стороне СН, МВт.

Полная мощность $S_{сн}$ на стороне СН:

$$S_{сн} = P_{сн} / \cos\varphi , \qquad (2)$$

где cos φ – коэффициент мощности потребителей на стороне СН;

$S_{СН}$- полная мощность на стороне СН, МВА;

Реактивная мощность $Q_{сн}$ на стороне СН, Мвар:

$$Q_{сн} = S_{сн} \times \sin\varphi, \qquad (3)$$

или

$$Q_{сн} = \sqrt{S_{сн}^2 - P_{сн}^2} , \qquad (4)$$

где $Q_{СН}$- реактивная мощность на стороне СН, Мвар.

Аналогично по формулам (1-4) определяется суммарная мощность на стороне НН подстанции.

Суммарная мощность на стороне ВН:

$$P_{вн} = P_{сн} + P_{нн}; \quad Q_{вн} = Q_{сн} + Q_{нн}; \quad S_{вн} = \sqrt{P_{вн}^2 + Q_{вн}^2} , \qquad (5)$$

где $P_{ВН}$, $P_{СН}$, $P_{НН}$-активные мощности, соответственно, на сторонах ВН, СН, НН, МВт;

$Q_{ВН}$, $Q_{СН}$, $Q_{НН}$- реактивные мощности ВН, СН, НН, Мвар;

$S_{ВН}$, $S_{СН}$, $S_{НН}$- полные мощности ВН, СН, НН, МВА.

1.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов

На понижающих подстанциях возможна установка одного, двух и более трансформаторов. Решение этого вопроса в основном определяется наличием потребителей повышенных категорий и технико-экономическим сравнением вариантов.

Однотрансформаторные подстанции проектируют при:

а) питании неответственных потребителей третьей категории при условии, что замена поврежденного трансформатора или его ремонт производится в течение не более одних суток;

б) питании потребителей второй категории при наличии централизованного передвижного трансформаторного резерва или другого резервного источника;

в) небольшой мощности потребителей первой категории и наличии резервных источников на стороне НН.

Применение однотрансформаторных подстанций имеет место в сетях напряжением 35-110 кВ, на напряжение 220 кВ и выше одно - трансформаторные подстанции, как правило, могут рассматриваться лишь как очередь подстанций с последующей установкой еще одного и более в соответствии с динамикой роста нагрузки.

Наиболее часто на подстанциях устанавливаются два трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное питание даже при аварийном отключении одного из трансформаторов.

Установка трех и более трансформаторов возможна на подстанциях промышленных предприятий в тех случаях, когда толчковую нагрузку необходимо выделить на отдельный трансформатор. На крупных узловых подстанциях возможна установка трех-четырех трансформаторов, если мощность двух трансформаторов по существующей шкале оказывается недостаточной. Номинальная мощность каждого трансформатора двух- трансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции; при установке двух трансформаторов мощность каждого из них должна быть такой, чтобы при выходе из строя одного из них оставшийся в работе трансформатор с допустимой аварийной нагрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей первой и второй категорий. Правило устройства электроустановок (ПУЭ) разрешают перегрузку трансформаторов сверх номинальной на 40% на время общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток подряд при коэффициенте заполнения графика нагрузки не выше 0,75. При этих параметрах номинальная мощность каждого трансформатора определяется из условия:

$$S_{\text{нт}} \geq (0{,}65 \ldots 0{,}7) \times S_{\text{вн}}, \qquad (6)$$

где $S_{НТ}$ - мощность одного из двух выбранных одинаковых трансформаторов, МВА;

$S_{ВН}$- полная мощность на стороне ВН, МВА.

Трансформатор, выбранный по условию (6), обеспечивает питание всех потребителей в нормальном режиме при загрузке трансформатора (0,8.. .0,7) $S_{нт}$, а в аварийном режиме один трансформатор, оставшийся в работе, обеспечивает питание потребителей первой и второй категорий с учетом допустимой аварийной перегрузки на 40%. Потребители 3-й категории для времени максимума энергосистемы должны быть отключены.

В расчёно-пояснительной записке необходимо представить таблицу технических данных выбранных трансформаторов (Приложение 1).

1.3 Выбор схемы главных электрических соединений проектируемой подстанции

Главная схема электрических соединений подстанции - это совокупность основного электрооборудования (трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении при отключенном положении всех элементов установки. В некоторых случаях допускается изображать отдельные элементы схемы в рабочем положении.

Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности. Самые высокие требования предъявляются к узловым подстанциям. Выход из работы такой подстанции может привести к распаду энергосистемы. Аналогичные требования предьявдяютс к проходным подстанциям, хотя здесь последствия могут быть значительно меньше.

Выбор схемы электрических соединений является главным. Схема подстанции определяется в основном тремя факторами:

а) назначением подстанции (ее типом);
б) числом отходящих линий повышенного напряжения;
в) числом установленных силовых трансформаторов.

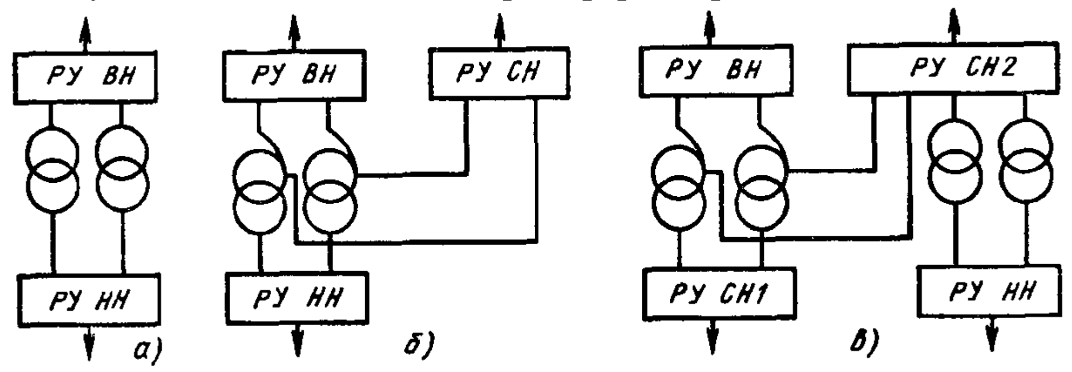


Рис. 1.1. Структурные схемы подстанций

На рисунке 1.1 показаны структурные схемы подстанций. На подстанции с двухобмоточными трансформаторами (рис.1.1, а) электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ ВН, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ НН. На узловых подстанциях осуществляется связь между отдельными частями энергосистемы и питание потребителей (рис.1.1,б). Возможно сооружение подстанций с двумя РУ среднего напряжения, РУ ВН и РУ НН. На таких подстанциях устанавливают два автотрансформатора и два трансформатора (рис. 1.1, в).

Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6-10 кВ является схема с одной несекционированной системой сборных шин (рис. 1.2, а).

Схема проста и наглядна. Источники питания и линии 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения линии W1 достаточно отключить выключатель Q1. Если выключатель Q1 выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный QS1, а затем шинный QS2.

Таким образом, операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства работ. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварийность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы.

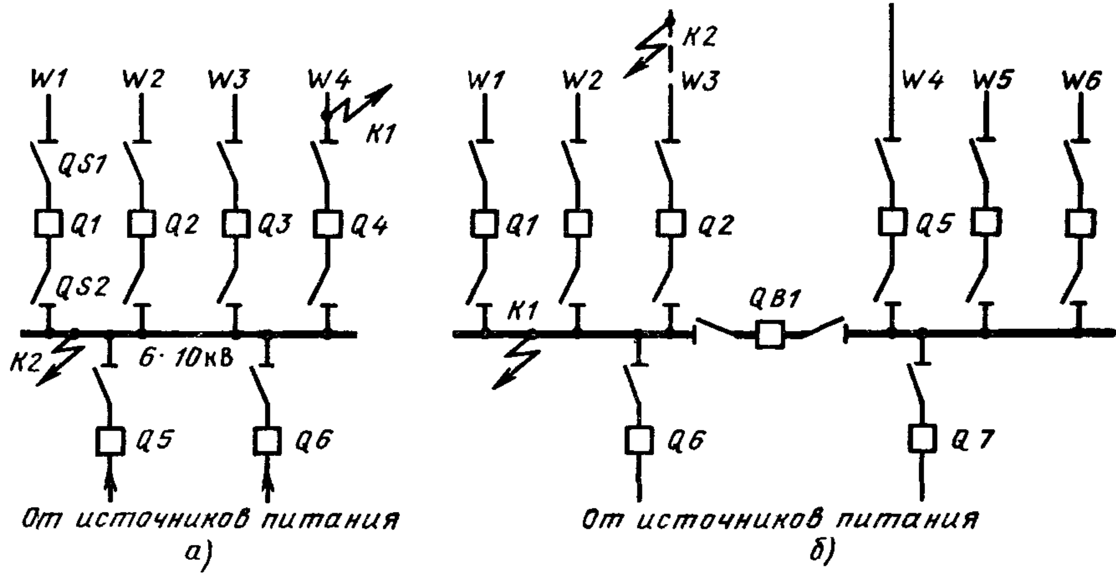


Рис. 1.2. Схемы с одной системой сборных шин

Схема с одной системой шин позволяет использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки.

Наряду с достоинствами схема с одной несекционированной системой шин обладает рядом недостатков. Для ремонта сборных шин и шинных разъединителей любого присоединения необходимо полностью снять напряжение со сборных шин, т. е. отключить источники питания. Это приводит к перерыву электроснабжения всех потребителей на время ремонта.

При коротком замыкании (КЗ) на линии, например в точке К1 (рис. 1.2, а), должен отключиться соответствующий выключатель Q4, а все остальные присоединения должны остаться в работе; однако при отказе этого выключателя отключатся выключатели источников питания Q5, Q6, вследствие чего сборные шины останутся без напряжения. Короткое замыкание на сборных шинах (точка К2) также вызывает отключение источников питания, т. е. прекращение электроснабжения потребителей. Указанные недостатки частично устраняются путем разделения сборных шин на секции, число которых обычно соответствует количеству источников питания.

На рисунке 1.2, б показана схема с одной системой сборных шин, секционированной выключателем. Схема сохраняет все достоинства схем с одиночной

системой шин; кроме того, авария на сборных шинах приводит к отключению только одного источника и половины потребителей; вторая секция и все присоединения к ней остаются в работе.

Достоинствами схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

При КЗ на шинах в точке К1 отключаются выключатели QB1, Q6. При отключении одного источника нагрузку принимает оставшийся в работе источник питания.

Таким образом, питание главной проходной подстанции (ГПП) в рассмотренных аварийных режимах не нарушается благодаря наличию двух питающих линий, присоединенных к разным секциям станции, каждая из которых должна быть рассчитана на полную нагрузку (100%-ный резерв по сети). При наличии такого резерва по сети схема с одной секционированной системой шин может быть рекомендована для ответственных потребителей.

Однако схема обладает и рядом недостатков. При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта. В этом же режиме источник питания, подключенный к ремонтируемой секции, отключается на все время ремонта.

Последний недостаток можно устранить, присоединив источники питания одновременно к двум секциям, но это усложняет конструкцию распределительного устройства и увеличивает число секций (по две секции на каждый источник).

В рассмотренной схеме (рис. 1.2, б) секционный выключатель QB1 в нормальном режиме включен. Такой режим обычно принимают на электростанциях, чтобы обеспечить параллельную работу генераторов. На подстанциях секционный выключатель в нормальном режиме отключен в целях ограничения токов КЗ.

На рисунке 1.3 представлена схема РУ 10 (6) кВ подстанции с двумя трансформаторами с расщепленной обмоткой или с двумя сдвоенными реакторами. Система имеет 4 секции шин и называется «две одиночные секционированные выключателями системы шин».

Схема с одной секционированной выключателем и обходной системами шин позволяет проводить ревизию и ремонт выключателей без отключения присоединения. В нормальном режиме обходная система шин находится без напряжения; разъединители, соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены. В схеме могут быть установлены два обходных выключателя, осуществляющие связь каждой секции шин с обходной. В целях экономии средств ограничиваются одним обходным выключателем с двумя шинными разъединителями, с помощью которых обходной выключатель может быть присоединен к первой или второй секциям шин. Именно эта схема предлагается в качестве типовой для распределительных устройств напряжением
110-220 кВ при пяти и более присоединениях (рис. 1.4).

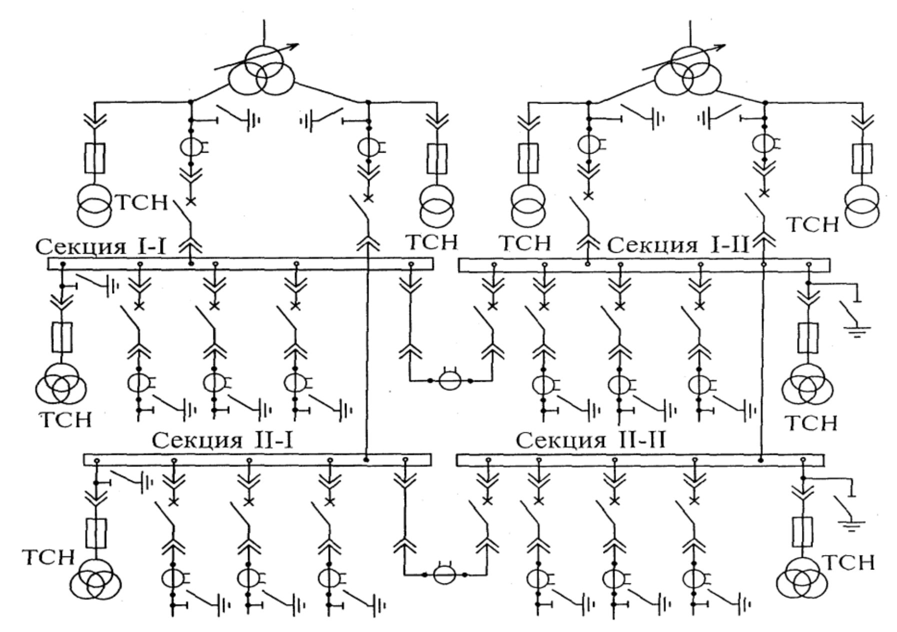


Рис. 1.3. Схема с двумя одиночными секционированными системами шин

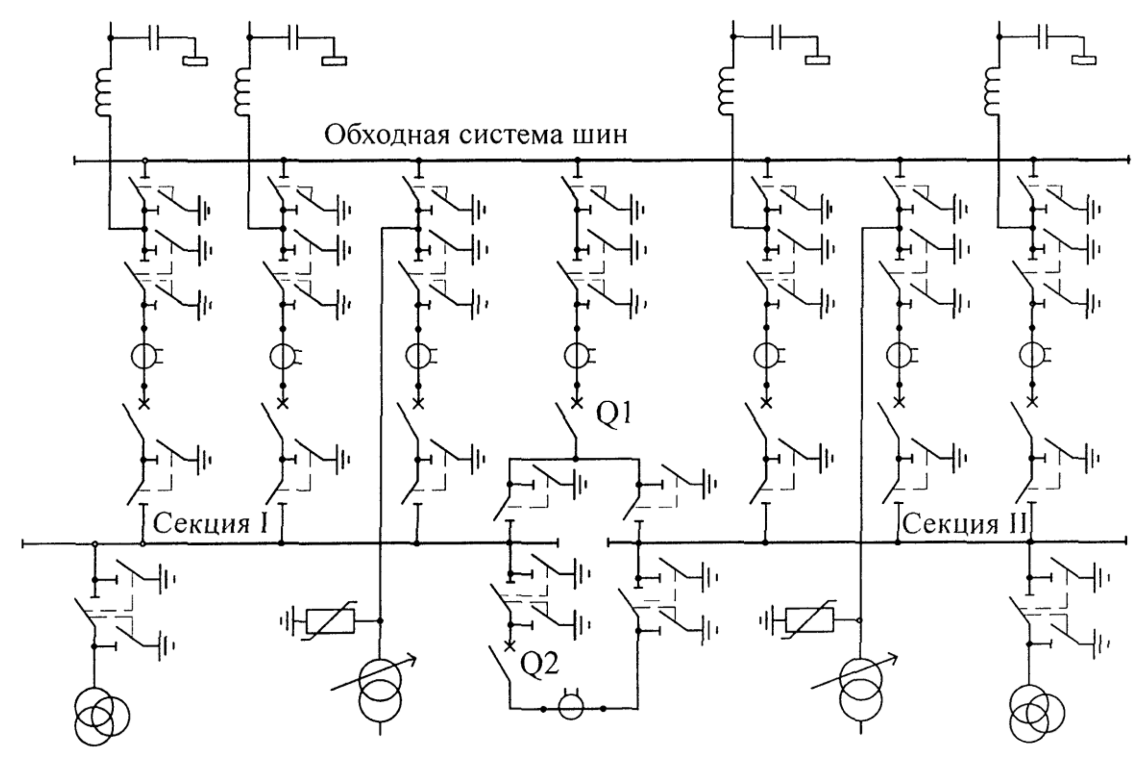


Рис. 1.4. Схема с одной секционированной и обходной системами шин с обходным Q1 и секционным Q2 выключателями

При небольшом количестве присоединений на стороне 35- 220 кВ применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшенное. В некоторых схемах выключателей высокого напряжения вообще не предусматривают. Упрощенные схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили наибольшее распространение на подстанциях. Одной из упрощенных схем является схема блока трансформатор - линия (рис. 1.5, а).

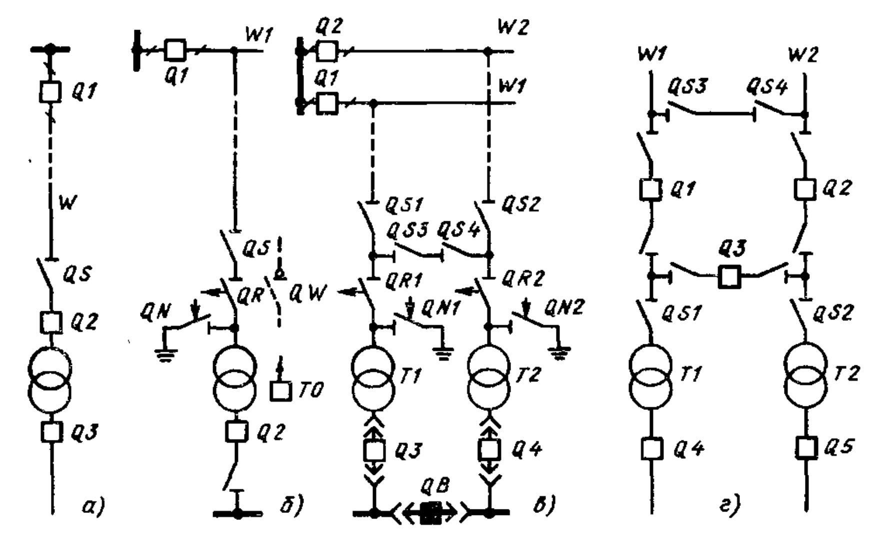


Рис. 1.5. Упрощенные схемы на стороне ВН:
а- блок трансформатор-линия с выключателем ВН; б - блок трансформатор-линия с отделителем; в- два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой; г - мостик с выключателями

В блочных схемах элементы электроустановки соединяются последовательно без поперечных связей с другими блоками. В рассматриваемой схеме трансформатор соединен с линией W выключателем Q2. При аварии в линии отключаются выключатель Q1 в начале линии (на районной подстанции) и Q2 со стороны ВН трансформатора, при КЗ в трансформаторе отключаются Q2 и Q3.

В блоках трансформатор - линия на подстанциях (рис. 1.5, б) со стороны высокого напряжения устанавливаются отделители QR и короткозамыкатели QN. Для отключения трансформатора в нормальном режиме достаточно отключить нагрузку выключателем Q2 со стороны 6-10 кВ, а затем отключить ток намагничивания трансформатора отделителем QR. Допустимость последней операции зависит от мощности трансформатора и его номинального напряжения.

При повреждении в трансформаторе релейной защитой отключается выключатель Q2 и посылается импульс на отключение выключателя Q1 на подстанции энергосистемы. Отключающий импульс может передаваться по специально проложенному кабелю, по линиям телефонной связи или по высокочастотному каналу линии высокого напряжения. Получив телеотключающий импульс (ТО), выключатель Q1 отключается, после чего автоматически отключается отделитель QR. Транзитная линия, к которой присоединяется трансформатор, должна остаться под напряжением, поэтому после срабатывания QR автоматически включается выключатель Q1. Пауза в схеме автоматического повторного включения (АПВ) должна быть согласована со временем отключения QR, в противном случае линия будет включена на неустраненное повреждение в трансформаторе.

Отключение Q1 можно обеспечить без передачи телеотключающего импульса. Для этого на стороне ВН установлен короткозамыкатель QN. Защита трансформатора, срабатывая, подает импульс на привод QN, который, включаясь, создает искусственное КЗ. Релейная защита линии W1 срабатывает и отключает Q1. Необходимость установки короткозамыкателя вытекает из того, что релейная защита линии W1 на подстанции энергосистемы может оказаться нечувствительной к повреждениям внутри трансформатора. Однако применение короткозамыкателей создает тяжелые условия для работы выключателя на

питающем конце линии (Q1), так как этому выключателю приходится отключать неудаленные КЗ.

Основным достоинством схемы (рис. 1.5, б) является экономичность, что привело к широкому применению таких схем для однотрансформаторных подстанций, включаемых глухой отпайкой к транзитной линии.

Надежность работы рассмотренной схемы зависит от четкости и надежности работы отделителей и короткозамыкателей, поэтому целесообразна замена короткозамыкателей открытого исполнения на элегазовые. По тем же причинам вместо отделителя может быть установлен выключатель нагрузки QW.

На двухтрансформаторных подстанциях 35-220 кВ применяется схема двух блоков трансформатор - линия, которые для большей гибкости соединены неавтоматической перемычкой из двух разъединителей QS3, QS4 (рис. 1.5, в). В нормальном режиме один из разъединителей перемычки должен быть отключен. Если этого не сделать, то при КЗ в любой линии (W1 или W2) релейной защитой отключаются обе линии, нарушая электроснабжение всех подстанций, присоединенных к этим линиям.

Отключения трансформаторов (оперативные и аварийные) происходят так же, как и в схеме одиночного блока (рис. 1.5, в). Перемычка из двух разъединителей используется при отключениях линий.

При устойчивом повреждении на линии W1 отключаются Q1, Q3 и действием АВР на стороне 6-10 кВ включается секционный выключатель QB**,** обеспечивая питание потребителей от трансформатора Т2. Если линия выводится в ремонт, то действиями дежурного персонала подстанции или оперативной выездной бригадой отключается линейный разъединитель QS1, включается разъединитель в перемычке и трансформатор Т1 ставится под нагрузку включением выключателя со стороны НН (Q3) с последующим отключением секционного выключателя. В этой схеме возможно питание Т1 от линии W2 при ремонте линии W1 (или питание Т2 от линии W1).

На подстанциях 220 кВ перед отделителями QR1 и QR2 устанавливаются разъединители.

На стороне ВН электростанций на первом этапе ее развития возможно применение схемы мостика с выключателями (рис. 1.5, г) с возможностью перехода впоследствии к схемам со сборными шинами.

В схеме для четырех присоединений устанавливаются три выключателя Q1, Q2, Q3 (рис. 1.5, г). В нормальном режиме выключатель Q3 на перемычке между двумя линиями W1 и W2 (в мостике) включен. При повреждении на линии W1 отключается выключатель Q1, трансформаторы Т1 и Т2 остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии W2. При повреждении в трансформаторе Т1 отключается выключатель Q4 со стороны 6-10 кВ и выключатели Q1, Q3. В этом случае линия W1 оказазывается отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика. Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, то с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения Q1, Q3 и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора, отключают разъединитель QS1 и включают Q1, Q3, восстанавливая работу линии W1.

Для сохранения в работе обеих линий при ревизии любого выключателя (Q1, Q2, Q3) предусматривается дополнительная перемычка из двух разъединителей

QS3, QS4. В нормальном режиме один разъединитель QS3 перемычки отключен, все выключатели включены. Для ревизии выключателя Q1 предварительно включают QS3, затем отключают Q1 и разъединители по обе стороны выключателя. В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет КЗ на одной линии, то отключится Q2, т. е. обе линии останутся без напряжения.

Для ревизии выключателя Q3 также предварительно включают перемычку, а затем отключают Q3. Этот режим имеет тот же недостаток: при КЗ на одной линии отключаются обе линии.

Вероятность совпадения аварии с ревизией одного из выключателей тем больше, чем больше длительность ремонта выключателя, поэтому как окончательный вариант развития эта схема на электростанциях не применяется.

На стороне 35 - 220 кВ подстанций допускается применение схемы мостика с выключателями в цепи трансформаторов вместо отделителей и короткозамыкателей, если по климатическим условиям установка последних недопустима.

Тупиковая подстанция - это подстанция, получающая электроэнергию от одной электроустановки по одной или нескольким параллельным линиям.

Ответвительная подстанция присоединяется глухой отпайкой к одной или двум проходящим линиям.

Проходная подстанция включается в рассечку одной или двух линий с двусторонним или односторонним питанием.

Узловая подстанция — это подстанция, к которой присоединено более двух линий питающей сети, приходящих от двух или более электроустановок.

Тупиковые и ответвительные подстанции выполняются по упрощенным схемам без выключателей ВН.

Тупиковые однотрансформаторные подстанции на стороне 35 - 330 кВ выполняются по схеме блока трансформатор - линия без коммутационной аппаратуры или с одним разъединителем, если защита линии со стороны питающего конца имеет достаточную чувствительность к повреждениям в трансформаторе. Такая схема может также применяться, если предусмотрена передача телеотключающего импульса. Разъединитель не устанавливают, если предусмотрен кабельный ввод в трансформатор.

Тупиковые подстанции 35 кВ выполняются по схеме блока трансформатор-линия с установкой разъединителя и предохранителя, если предохранитель обеспечивает надежную защиту трансформатора, и если обеспечивается селективность с защитой линий на стороне НН.

Когда условия, названные выше, не выдерживаются, применяют схемы блоков с отделителем (рис. 1.5, б). Для подстанций 35 кВ при наличии обоснований допускается применение выключателя вместо отделителя (рис. 1.5, а).

Тупиковые двухтрансформаторные подстанции выполняются по схеме двух блоков с разъединителями, предохранителями или отделителями в зависимости от перечисленных выше условий без перемычки между блоками.

Ответвительные подстанции, присоединенные к линиям 35 - 220 кВ глухой отпайкой, выполняются по схеме двух блоков с отделителями и короткозамыкателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой из двух разъединителей (рис. 1.5, в).

Если на тупиковой или ответвительной подстанции возникает необходимость присоединения одной дополнительной линии, то при напряжении 110 кВ может применяться схема моста с отделителями в цепях трансформаторов и дополнительной линией, присоединенной через два выключателя (рис. 1.6). Операции отключения трансформаторов, линий W1, W3 производятся так же, как и в схеме по рисунку 1.5, в. Отключение линии W2 производится двумя выключателями Q1 и Q2.

Ответвительные однотрансформаторные подстанции выполняются по схеме блока линия - трансформатор с отделителями и короткозамыкателями (рис. 1.6).

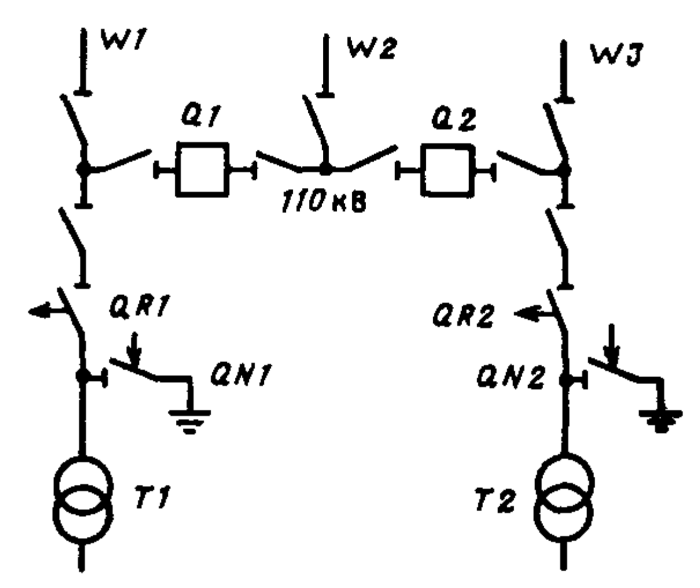


Рис. 1.6. Схема мостика с отделителями в цепях трансформаторов и дополнительной линией

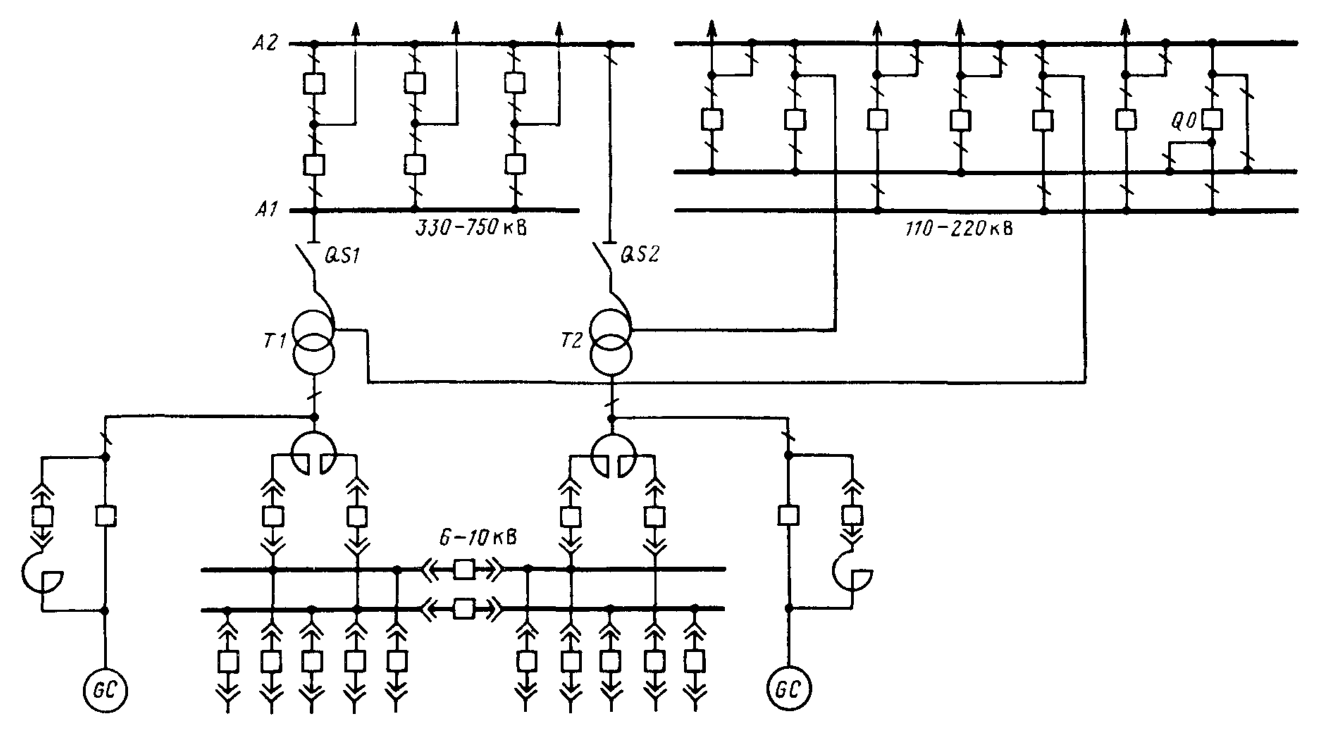


Рис. 1.7. Схема узловой подстанции

На рисунке 1.7 показана схема мощной узловой подстанции. На стороне 330 - 750 кВ применена схема шины - автотрансформатор. В цепи каждой линии - два выключателя, автотрансформаторы присоединяются к шинам без выключателя (устанавливаются разъединители с дистанционным приводом). При повреждении Т1 отключаются все выключатели, присоединенные к системе шин А1, работа линий 330 - 750 кВ при этом не нарушается. После отключения Т1 со всех сторон отключается дистанционно разъединитель QS1 и схема со стороны ВН восстанавливается включением всех выключателей, присоединенных к первой системе шин А1.

На шинах 330-750 кВ узловых подстанций осуществляется связь отдельных частей энергосистемы или связь двух систем, поэтому к схемам на стороне ВН предъявляют повышенные требования в отношении надежности. Как правило, в этом случае применяют схемы с многократным присоединением линий: кольцевые схемы (рис. 1.8), схемы с тремя выключателями на два присоединения (3/2 выключателя) на цепь (рис. 1.9) и схемы трансформатор - шины с присоединением линий через два выключателя (при трех и четырех линиях) или с полуторным присоединением линий (при пяти-шести линиях).

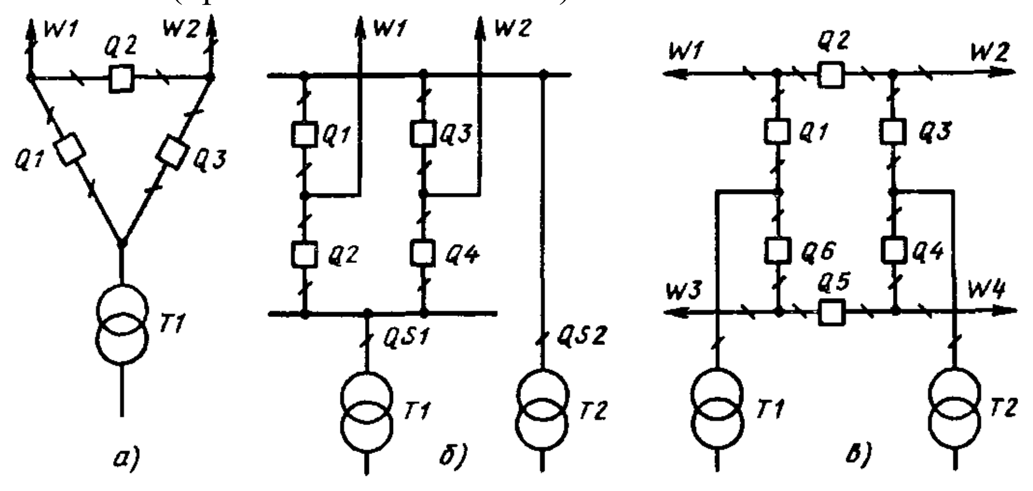


Рис. 1.8. Кольцевые схемы

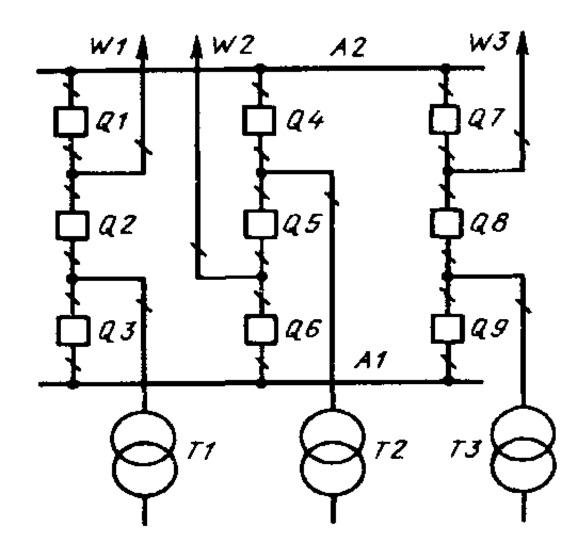


Рис. 1.9. Схема с 3 выключателями на 2 присоединения

В зависимости от числа линий 330 - 750 кВ возможно применение кольцевых схем или схемы 3/2 выключателя на цепь.

На стороне среднего напряжения 110 - 220 кВ мощных подстанций применяется схема с одной рабочей и одной обходной системами шин или с двумя рабочими и одной обходной системами шин.

При выборе схемы на стороне НН в первую очередь решается вопрос об ограничении тока КЗ. Для этой цели можно применять трансформаторы с расщепленной обмоткой НН или устанавливать реакторы в цепи трансформатора. В схеме, показанной на рисунке 1.7, на стороне НН установлены сдвоенные реакторы. Синхронные компенсаторы с пусковыми реакторами присоединены непосредственно к выводам НН автотрансформаторов. Присоединение мощных снхронных генераторов (GC) к шинам 6 - 10 кВ привело бы к недопустимому увеличению токов КЗ.

В цепях автотрансформаторов со стороны НН для независимого регулирования напряжения могут устанавливаться линейные регулировочные трансформаторы. Необходимость установки линейных регуляторов решается в проекте развития электрической сети ВН.

1.4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ выполняют для проверки аппаратуры на отключающую способность и динамическую стойкость, для проверки на термическую устойчивость шин и кабелей распределительных устройств. Для этих целей в соответствующих точках схемы подстанции определяются наибольшие токи КЗ.

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняется в следующем порядке:

1- для рассматриваемой подстанции составляется расчетная схема;

2- по расчетной схеме составляется электрическая схема замещения;

3- путем постепенного преобразования приводят эту схему к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания, был связан с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением;

4- зная результирующую ЭДС источника и результирующее сопротивление, по закону Ома определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ, затем ударный ток и, при необходимости, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени.

Под расчетной схемой понимают упрощенную однолинейную схему с указанием всех элементов и их параметров, которые влияют на ток КЗ и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов. Для расчета значений токов К при трехфазном КЗ составляется схема замещения для одной фазы, поскольку все фазы цепи находятся в одинаковых условиях. Для упрощения схемы можно воспользоваться типовыми методами, указанными в таблице 1.1.

Параметры расчетной схемы могут быть выражены в именованных или относительных единицах. Рассчитывать токи КЗ рекомендуется в относительных единицах, для этого необходимо предварительно привести все сопротивления элементов схемы замещения к одним и тем же базовым условиям. В базовую систему величин должны входить базовая мощность $S_б$, базовое напряжение $U_б$, базовый ток $I_б$, связанные выражением мощности для трехфазной системы $S_б = \sqrt{3} \times I_б \times U_б$. При этом произвольно можно задаваться только двумя базовыми величинами. Базовые условия следует выбирать, учитывая удобство проведение расчетов. Так, за базовую мощность принимают 100, 1000 или 10000

МВА, а иногда часто повторяющуюся в схеме мощность отдельных элементов. За базовое напряжение удобно принимать соответствующее среднее напряжение (Uср=0,133; 0,23; 0,4; 0,525; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515 кВ). Удобно задаваться базовыми значениями мощности и напряжения и по ним уже определять базовый ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_б}, \qquad (7)$$

где $S_б$ - базовая мощность, МВА;
$U_б$ - базовое напряжение, кВ;
$I_б$ - базовый ток, кА.

Таблица 1.1

Основные формулы для преобразования схем

Преобразование	Схема до преобразования	Схема после преобразования	Формулы для определения параметров схемы после преобразования
Последовательное соединение	x_1, x_2, x_3, I	$x_{эк}$, I	$x_{эк} = x_1 + x_2 + \cdots + x_\alpha$
Параллельное соединение	x_1, I_1, x_2, I_2, x_α, I_α	$x_{эк}$	$x_{эк} = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \cdots + \frac{1}{x_\alpha}}$ при двух ветвях: $x_{эк} = \frac{x_1 \times x_2}{x_1 + x_2}$
Преобразование треугольника в эквивалентную звезду	L, M, N, I_{ML}, I_{LN}, x_{ML}, x_{LN}, x_{NM}, I_{NM}	L, M, N, I_L, x_L, I_M, I_N, x_M, x_N	$x_L = \frac{x_{LN} \times x_{ML}}{x_{LN} + x_{ML} + x_{NM}}$; $x_N = \frac{x_{LN} \times x_{NM}}{x_{LN} + x_{ML} + x_{NM}}$; $x_M = \frac{x_{NM} \times x_{ML}}{x_{LN} + x_{ML} + x_{NM}}$.
Преобразование звезды в эквивалентный треугольник	L, M, N, I_L, x_L, I_M, I_N, x_M, x_N	L, M, N, I_{ML}, I_{LN}, x_{ML}, x_{LN}, x_{NM}, I_{NM}	$x_{LN} = x_L + x_N + \frac{x_L \times x_N}{x_M}$; $x_{NM} = x_N + x_M + \frac{x_N \times x_M}{x_L}$; $x_{ML} = x_M + x_L + \frac{x_M \times x_L}{x_N}$.
Преобразование многолучевой звезды в многоугольник с диагоналями	L, M, N, P, I_L, x_L, x_P, x_M, I_P, I_M, x_N, I_N	L, M, N, P, I_{PL}, I_{LM}, x_{PL}, x_{LM}, I_{LN}, x_{PM}, x_{LN}, x_{NP}, x_{MN}	$x_{LM} = x_L \times x_M \times \sum y$; $x_{MN} = x_M \times x_N \times \sum y$, где $\sum y = \frac{1}{x_L} + \frac{1}{x_M} + \frac{1}{x_N} + \frac{1}{x_P}$

Таблица 1.2

Средние удельные индуктивные сопротивления воздушных и кабельных линий электропередачи

Линия электропередачи	$X_{уд}$, Ом/км
Одноцепная воздушная линия:	
6-220 кВ	0,4
220-330 кВ при расщеплении на два провода в фазе	0,32
400-500 кВ при расщеплении на три провода в фазе	0,3
750 кВ при расщеплении на четыре провода в фазе	0,28
Трехжильный кабель:	
6-10 кВ	0,08
35 кВ	0,12
Одножильный маслонаполненный кабель 110-220 кВ	0,16

Таблица 1.3

Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Элемент электроустановки	Исходный параметр	Именованные единицы	Относительные единицы
Энергосистема	$X_с$; $S_с$	$x = x_с \frac{U_б^2}{S_с}$	$x_* = x_с \frac{S_б}{S_с}$
Трансформатор	$X_{т\%}$; $S_{ном}$	$x = \frac{x_т\%}{100} \times \frac{U_б^2}{S_{ном}}$	$x_* = \frac{x_т\%}{100} \times \frac{S_б}{S_{ном}}$
Реактор	$X_р$	$x = x_р \times \frac{U_б^2}{U_{ср}^2}$	$x_* = x_р \times \frac{S_б}{U_{ср}^2}$
Линии электропередачи	$X_{уд}$; L	$x = x_{уд} \times L \times \frac{U_б^2}{U_{ср}^2}$	$x_* = x_{уд} \times L \times \frac{S_б}{U_{ср}^2}$

Сопротивление обмоток силовых трансформаторов следует рассчитывать по выражениям с использованием паспортных данных:

- для двухобмоточных трансформаторов:

$$X_т\% = U_{кв-н}\% \,, \tag{8}$$

где $X_т$ - сопротивление трансформатора в %;
$U_{кв-н}$%- напряжение короткого замыкания, определяемое по справочным или паспортным данным.

- для трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов):

$$X_{тв}\% = 0{,}5 \times (U_{кв-н}\% + U_{кв-с}\% - U_{кс-н}\%);$$
$$X_{тс}\% = 0{,}5 \times (U_{кв-с}\% + U_{кс-н}\% - U_{кв-н}\%);$$
$$X_{тн}\% = 0{,}5 \times (U_{кв-н}\% + U_{кс-н}\% - U_{кв-с}\%), \tag{9}$$

где $U_{кв-н\%}$, $U_{кв-с}$%, $U_{кс-н}$% - напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток;
$X_{тв}$%, $X_{тс}$%, $X_{тн}$% - сопротивления обмоток в %.

Воспользовавшись таблицами 1.2 и 1.3 и формулами 8 и 9, определить в относительных единицах сопротивление энергосистемы, линии и обмоток трансформатора. После того как схема замещения составлена и определены сопротивления всех элементов, она преобразуется к наиболее простому виду. Преобразование (свертывание) схемы выполняется в направлении от источника питания к месту КЗ.

Определение начального значения периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_*}{X_{\text{рез}}}, \qquad (10)$$

где E_* - относительная сверхпереходная ЭДС системы (может быть принята равной 1);

$X_{\text{рез}}$ – результирующее сопротивление сети до точки КЗ;

$I_{\text{по}}$- начальное значение периодической составляющей тока КЗ , кА.

Поскольку ударный ток имеет место через 0,01 секунды после начала КЗ то его значение определяется:

$$i_{\text{у}} = \sqrt{2} \times I_{\text{по}} \times K_{\text{у}}, \qquad (11)$$

где $K_{\text{у}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (T_a), (таблица 1.4);

$i_{\text{у}}$- величина ударного тока КЗ, кА.

Таблица 1.4

Значение постоянной времени затухания апериодической составляющей T_a, тока КЗ и ударного коэффициента $K_{\text{у}}$

Элементы или части энергосистемы	T_a, с	$K_{\text{у}}$
Блоки, составляющие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генераторов, МВт:		
100-200	0,26	0,965
300	0,32	1,97
500	0,35	1,973
800	0,3	1,967
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ:		
35	0,02	1,6
110-150	0,02-0,03	1,608-1,717
220-330	0,03-0,04	1,717-1,78
500-750	0,06-0,08	1,85-1895
Система, связанная со сборными шинами 6-10кВ, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью, МВА		
80 и выше	0,06-0,15	1,85-1,935
32-80	0,05-0,1	1,82-1,904
5,6-32	0,02-0,05	1,6-1,82
Ветви, защищенные реактором с номинальным током, А:		
1000 и выше	0,23	1,956
630 и ниже	0,1	1,904
Распределительные сети 6-10 кВ	0,01	1,369

Для удаленного КЗ значение теплового импульса подсчитывается по формуле:

$$B_К = I_{по}^2 \times (t_{откл} + T_a), \qquad (12)$$

где $t_{откл}$ - длительность КЗ, с, значения можно брать с рисунка 1.10;

$T_α$- постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, (табл. 1.4).

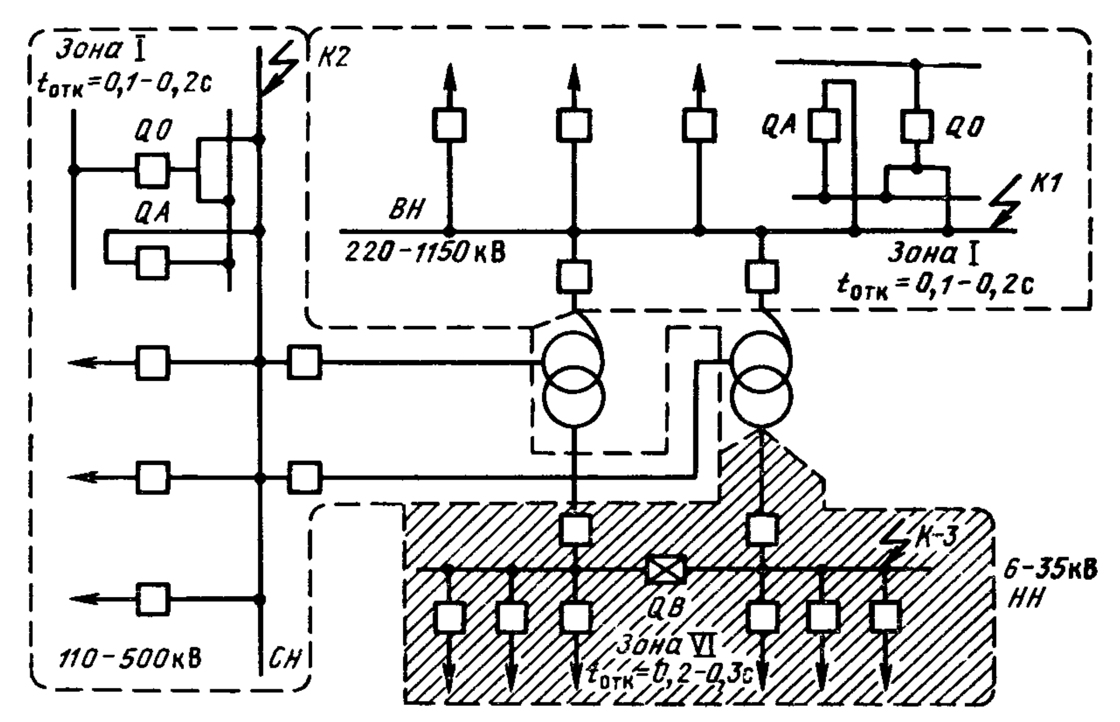


Рис. 1.10. Расчетные зоны по токам КЗ для понизительной подстанции

Также для дальнейшего выбора оборудования необходимо найти расчетные токи на шинах подстанции и токи отходящих линий на сторонах СН и НН.

Цепь двухобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН и НН расчетные нагрузки определяют, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ номинальной мощности $S'_{ном\ т}$ (Для ГПП это 10, 16, 25, 40, 63, 80, 100, 125 МВА):

$$I_{ном} = (0{,}65 \cdots 0{,}7) \times \frac{S_{ном\ т}}{\sqrt{3} \times U_{ном}}, \qquad (13)$$

где $S_{ном}$ - мощность трансформатора в ряду, кВА;

$U_{ном}$- номинальное напряжение ступени, кВ;

$I_{ном}$- номинальный ток, А.

$$I_{max} = 2 \times I_{ном}, \qquad (14)$$

где I_{max} - наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима, А.

Цепь трехобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН расчетные токи определяют по (13) и (14). На стороне СН расчетные токи при двух установленных трансформаторах:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{ном}}, \quad (15)$$

где $S_{ном}$ - перспективная нагрузка на стороне НН на 10-летний период, кВА.

$$I_{max} = 2 \times I_{ном}, \text{А} . \quad (16)$$

Для стороны НН аналогично по формулам (15) и (16).

Цепь автотрансформатора на подстанции. На стороне ВН и СН расчетные токи определяют по (13) и (14), так как автотрансформатор может быть использован для связи двух систем и перетоков мощности как из ВН в СН, так и в обратном направлении. На стороне НН расчетные токи определяют по перспективной нагрузке (15) и (16).

Цепь линии. Определяется по наибольшей нагрузке линии:

$$I_{ном} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \times U_{ном}}, \quad (17)$$

где $S_{нагр}$ - мощность нагрузки, кВА.

Для одиночной радиальной линии справедливо:

$$I_{ном} = I_{max} . \quad (18)$$

2 Расчет и выбор электрических аппаратов

2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд (с.н.) зависит от типа подстанции, электрооборудования, мощности трансформаторов. Потребителями с.н. подстанции являются электродвигатели обдува трансформаторов, обогреватели приводов отделителей и короткозамыкателей, шкафов КРУН, а также освещение. На подстанции с воздушными выключателями к потребителям относятся также компрессорные установки, зарядные и подзарядные агрегаты.

На всех двухтрансформаторных подстанциях 35 - 500 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд (ТСН), присоединяя их к шинам вторичного напряжения 6-10 кВ подстанции. Выбор мощности каждого из двух трансформаторов производится по полной нагрузке системы с.н.. Напряжение системы с.н. переменного тока на подстанции с постоянным оперативным током напряжением 220 - 330 кВ с заземленной нейтралью.

Мощность потребления с.н. невелика (приблизительно 0,1%$S_{нт}$), а мощность трансформатора с.н. выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВА:

$$S_{ТСН} = S_{ном\ тр}/1000, \quad (19)$$

где $S_{ТСН}$ - мощность трансформатора собственных нужд кВА;

$S_{ном\ тр}$ - мощность установленного трансформатора, кВА.

По результатам расчета выбрать ТСН (Приложение 2).

2.2 Выбор аппаратуры на сторону НН 6(10) кВ

Схему стороны НН предлагается построить на базе КРУ К-63 Самарского завода «Электрощит». Для выбора типовых ячейк КРУ можно использовать приложение 3. Стоит учитывать, что в набор должны входить ячейки ввода, ячейки содержащие трансформатор тока и трансформатор напряжения, ячейки вывода к ТСН, которые были выбраны выше, и ячейки вывода к потребителям соответсвующие количеству отходящих линий. В качестве наглядного примера можно воспользоваться рисунком 2.1.

Следует учитывать следующее:

1. Для выполнения кабельного ввода на ток более 1600 А рекомендуется использовать две камеры по схемам 60 и 61 или 92 и 93, включенные параллельно с помощью шинопровода на ток 1600 А.
2. Шинный ввод (вывод) на ток более 1600 А можно осуществить с помощью двух камер по схемам 01 и 04, 49 и 52, 76 и 80. Возможны и другие варианты.
3. Камеры ввода с трансформаторами напряжения по схемам 03, 04, 10, 11, 89 изготовляются с трансформаторами напряжения типа НОЛ.08-6(l0) кВ. В остальных ячейках могут устанавливаться трансформаторы напряжения типа НАМИТ-10 или ЗНОЛ.06-6(10).
4. С помощью камер по схемам 25, 26, 46 и 55 можно через шинный мост соединить сборные шины в двух параллельно стоящих рядах КРУ.
5. Для секционирования сборных шин используются камеры 27 и 31, которые устанавливаются рядом, или 02 и 53, которые устанавливаются в разных рядах и соединяются шинным мостом.
6. Для подключения ТСН мощностью до 250 кВА до выключателя ввода используются камеры по схеме 86 или 87. В случае подключения ТСН к сборным шинам используются камеры: по схеме 87 совместно с 25, 26, 42 или 46; камера по схеме 88.

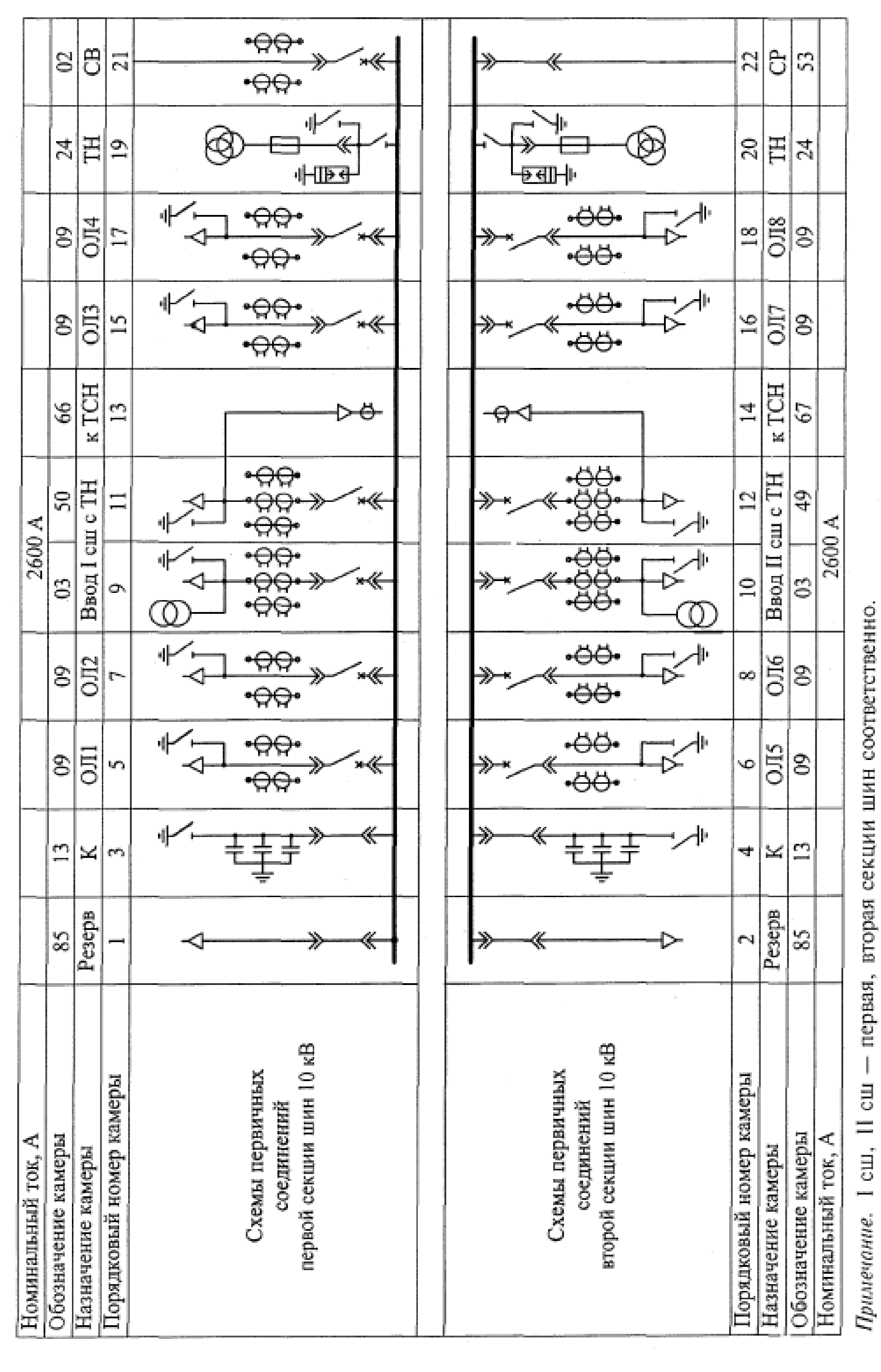


Рис. 2.1. Схема заполнения РП 6(10) кВ с камерами К-63

2.3 Выбор реакторов

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, а также позволяют поддерживать на шинах определенный уровень напряжения при повреждениях за реакторами.

Основная область применения реакторов - электрические сети напряжением 6-10 кВ. Устанавливается между трансформатором и НН шиной.

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

Номинальное напряжение выбирают в соответствии с номинальным напряжением установки. При этом предполагается, что реакторы должны длительно выдерживать максимальные рабочие напряжения, которые могут иметь место в процессе эксплуатации. Допускается использование реакторов в электроустановках с номинальным напряжением, меньшим номинального напряжения реакторов.

Номинальный ток реактора (ветви сдвоенного реактора) не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{max}. \qquad (20)$$

Индуктивное сопротивление реактора определяют, исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня. В большинстве случаев уровень ограничения тока КЗ определяется по коммутационной способности выключателей, намечаемых к установке или установленных в данной точке сети.

Как правило, первоначально известно начальное значение периодического тока КЗ $I_{\text{по}}$, которое с помощью реактора необходимо уменьшить до требуемого уровня.

Рассмотрим порядок определения сопротивления индивидуального реактора. Требуется ограничить ток КЗ так, чтобы можно было в данной цепи установить выключатель с номинальным током отключения $I_{\text{ном отк}}$ (действующее значение периодической составляющей тока отключения).

По значению $I_{\text{ном отк}}$ определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ, при котором обеспечивается коммутационная способность выключателя. Для упрощения обычно принимают $I_{\text{по треб}} = I_{\text{ном отк}}$.

Результирующее сопротивление (Ом) цепи КЗ до установки реактора можно определить по выражению:

$$X_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \times I_{\text{по}}}. \qquad (21)$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ для обеспечения $I_{\text{по треб}}$

$$X_{\text{рез}}^{\text{треб}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3 \times I_{\text{по треб}}}}. \qquad (22)$$

Разность полученных значений сопротивлений даст требуемое сопротивление реактора

$$X_{\text{р}}^{\text{треб}} = X_{\text{рез}}^{\text{треб}} - X_{\text{рез}}. \qquad (23)$$

Далее по каталожным и справочным материалам (приложение 4) выбирают тип реактора с ближайшим большим индуктивным сопротивлением.

Фактическое значение тока при КЗ за реактором определяется следующим образом. Вычисляется значение результирующего сопротивления цепи КЗ с учетом реактора

$$X'_{рез} = X_{рез} + X_{р}. \quad (24)$$

Затем определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \times X'_{рез}}. \quad (25)$$

2.4 Выбор выключателей

Выбор выключателей (приложение 5) следует проводить в табличной форме (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Параметры выключателей

Расчетные величины	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{рабmax}$	$I_{ном}$	$I_{рабmax} \le I_{ном}$
$I_{по}$	$I_{откл}$	$I_{по} \le I_{откл.н}$
$i_{у}$	$i_{пр.с}$	$i_{у} \le i_{пр.с}$
$B_{к}$	$I^2_{Т} \times t_{Т}$	$B_{к} \le I^2_{T} \times t_{T}$

2.5 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они предназначаются для отключения цепей, находящихся под током. Кроме того, короткозамыкатель принимается без выбора по длительному номинальному току (Приложение 6).

Таблица 2.2

Параметры разъединителей, отделителей и кроткозамыкателей

Расчетные величины	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{рабmax}$	$I_{ном}$	$I_{рабmax} \le I_{ном}$
$i_{у}$	$i_{пр.с}$	$i_{у} \le i_{пр.с}$
$B_{к}$	$I^2_{Т} \times t_{Т}$	$B_{к} \le I^2_{T} \times t_{T}$

2.6 Выбор измерительных трансформаторов

2.6.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

1) по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \qquad (26)$$

где $U_{уст}$ - напряжение в месте установки, кВ;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение трансформатора, кВ.

2) по току

$$I_{max} \leq I_{ном1}, \qquad (27)$$

где $I_{ном1}$ - номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Номинальный ток выбирают:

1. по конструкции и классу точности;
2. по электродинамической стойкости.

$$i_у \leq k_{эд} \times \sqrt{2} \times I_{1\,ном} , \quad i_у \leq i_{дин} , \qquad (28)$$

где $i_у$ - ударный ток КЗ по расчету, кА;

$k_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу (приложение 7);

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости, кА.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

1) по термической стойкости

$$B_к \leq (k_т \times I_{1\,ном})^2 \times t_{тер}; \quad B_к \leq I_{тер}^2 \times I_{тер} , \qquad (29)$$

где $k_т$ - кратность термической стойкости по каталогу.

2) по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \qquad (30)$$

где Z_2 -вторичная нагрузка трансформатора тока, ВА;

$Z_{2\,ном}$ -номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

2.6.2 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим параметрам:

а) напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$. (31)

б) классу точности;

$$S_{2сум} \le S_{2ном}\,, \qquad (32)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА;

$S_{2сум}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, ВА (Приложение 7).

$$S_{2\sum} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}\,. \qquad (33)$$

2.7 Расчет заземляющего устройства

Расчет заземляющего устройства проводится в следующем порядке:

1. В соответствии с ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_з$. Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное принимается наименьшее из допустимых. В установках 110 кВ и выше с большим током замыкания на землю $R_з$ $R_з \le 0{,}5$Ом, в высоковольтных установках до 35 кВ с малым током замыкания на землю $R_з \le 250/I_з$, но не более 10 Ом, в низковольтовых установках $R_з \le 125/I_з$, но не более 10 Ом при мощности источника до 100 кВА и не более 4 Ом, если мощность источника более 1000 кВА.

2. Определяют необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя, включенного параллельно, из выражения

$$R_и = \frac{R_e R_з}{R_e - R_з}\,, \qquad (32)$$

где $R_з$ – допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$R_и$ – сопротивление искусственного заземлителя, Ом;

R_e – сопротивление естественного заземлителя, Ом.

3. Определяют расчетное удельное сопротивление грунта $\rho_р$ для горизонтальных и вертикальных электродов с учетом повышающего коэффициента $К_п$, учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой по формулам:

$$\rho_{р.г} = \rho_{уд} К_{п.г}; \qquad (33)$$

$$\rho_{р.в} = \rho_{уд} К_{п.в}, \qquad (34)$$

где $\rho_{уд}$ – удельное сопротивление грунта, Ом ·м ;

$К_{п.г}$ и $К_{п.в}$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов соответственно.

4. Определяют сопротивление растеканию $R_{в.о}$ (Ом) одного вертикального электрода по выражению:

$$R_{в.о} = \frac{\rho_{р.в}}{2\Pi l}\left(\ln\frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\ln\frac{4t + l}{4t - l}\right), \qquad (35)$$

где l – длина стержня, м (обычно 3-5м);
d – диаметр стержня, м (обычно 1,2-2,0 см);
t – глубина заложения, расстояние от поверхности почвы до середины стержневого заземлителя, м (0,8м).

5. Определяют ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $К_{и.в}$:

$$N = \frac{R_{о.в.э}}{К_{и.в}R_{и}}, \qquad (36)$$

где $R_{о.в.э}$ -сопротивление растеканию одного вертикального электрода, Ом, определенное в п.4;

$R_{и}$ - сопротивление искусственного заземлителя, Ом, найденное в п.2.

$К_{и.в.}$ - Коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивление заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов (Приложение 8).

6. Определяют расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов $R_{р.г.э}$ по формуле:

$$R_{р.г.э} = \frac{R_{г.э}}{К_{и.г.э}}, \qquad (37)$$

где $R_{г.э}$ – сопротивление растеканию горизонтальных электродов, Ом, определяемое по выражению $К_{и.г.э}$ .. (Приложение 8):

$$R_{г,э} = \frac{\rho_{р.г}}{2\Pi l}\ln\frac{2l^2}{bt}, \qquad (38)$$

где l – длина полосы, м;

b - ширина полосы(полосы 40×4 на глубине 0,9 м), м;

t – глубина заложения полосы, м.

7. Уточняют необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов:

$$R_{в.э} = \frac{R_{р.г.э}R_{и}}{R_{р.г.э} - R_{и}}, \quad Ом, \qquad (39)$$

8. Определяют число вертикальных электродов с учетом уточненного сопротивления вертикального заземлителя:

$$N = \frac{R_{о.в.э}}{К_{и.в.}R_{в.э}}. \qquad (40)$$

9. Принимают окончательное число вертикальных электродов, намечают расположение заземлителей.

2.8 Выбор защиты от перенапряжений и грозозащиты

До 70-х годов традиционным аппаратом для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжения является вентильный разрядник, который содержал нелинейный элемент с симметричной вольт-амперной характеристикой на основе карбида кремния и последовательно включенные с ним искровые промежутки. Из-за относительно слабой нелинейности нелинейного элемента он не мог подключаться к сети непосредственно, так как при рабочем напряжении через него протекал бы значительный ток.

В 70-х годах появились нелинейные элементы на основе окиси цинка, имеющие вольт-амперные характеристики с гораздо большей нелинейностью, что позволяло подключать их к сети непосредственно, без последовательных искровых промежутков. В нашей стране защитные аппараты с оксидно-цинковыми элементами получили название ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН). За рубежом подобные аппараты называются безыскровыми разрядниками. Отсутствие последовательных искровых промежутков позволяет значительно улучшить защитные характеристики аппарата и уменьшить его массогабаритные показатели. К началу 70-х годов безыскровые защитные аппараты получили преимущественное распространение.

ОПН представляет собой аппарат опорного типа и содержит высоконелинейный резистор, состоящий из последовательно соединенных в колонку дисков оксидно-цинковых варисторов производства лучших зарубежных фирм, помещенных в изоляционную оболочку. Огранчители исполнения УХЛ1 имеют взрывобезопасный чехол из комбинированной полимерной изоляции: стеклопластиковый цилиндр с оребренным покрытием из кремнийорганической резины.

Принцип работы ОПН заключается в следующем: в нормальном режиме через аппарат протекает незначительный ток (порядка долей мА) при появлении всплесков перенапряжений любой физической природы из-за резкой нелинейной вольт-амперные характеристики ограничителя ток через него возрастает до значений от ампер до десятков килоампер, снижая уровень перенапряжения до заданных значений. Параметром для выбора ОПНа служит $U_{ном}$.

От прямых ударов молнии электроустановки защищаются стержневыми и тросовыми молниеотводами. Здания с хорошо заземленной металлической крышей не требуют защиты молниеотводами. В ОРУ 110 кВ и выше разрешается установка молниеотводов непосредственно на металлических конструкциях, присоединенных к заземляющему контору подстанции, а в открытых распределительных устройствах 35 кВ рекомендуется установка отдельно стоящих молниеотводов, имеющих обособленное заземление. Каждый молниеотвод защищает вокруг себя, строго определенное пространство (рис. 2.2), вероятность попадания в которое равна нулю.

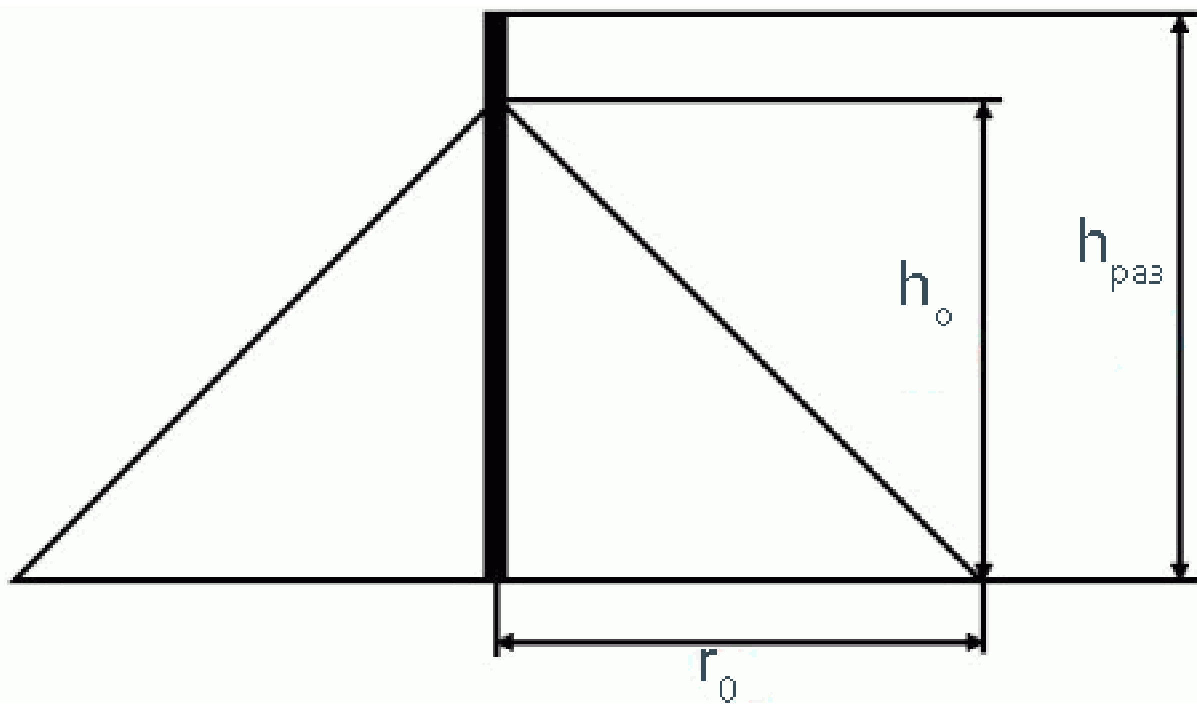


Рис. 2.2. Зона защиты молниеотвода

Высота зоны защиты молниеотвода ($h_о$) ниже высоты $h_{раз}$, вычисляется по формуле:

$$h_o = 0{,}85 \times h_{раз}, \qquad (41)$$

радиус границы защиты вычисляется:

$$r_o = 1{,}2 \times h_{раз}, \qquad (42)$$

где $h_{раз}$ – разница высот между высотой молниеотвода и самым высоким строением подстанции, м.

Так как молниеотвод защищает круговой сектор поверхности, то количество молниеотводов нужно подобрать таким, чтобы вся площадь подстанции имела надежную грозозащиту.

Рекомендуемая литература

1. Амерханов, Р. А. Проектирование систем энергообеспечения: учебник для студентов вузов по направлению «Агроинженерия»/ Под редакцией Р. А. Амерханова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2010. –548 с.
2. Лещинская,Т. Б. Электроснабжение сельского хозяйства/ Т.Б. Лещинская. – М. : Колос, – 2006. – 368 с.
3. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций : учебник для студентов сред. проф. Образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 6 изд. стер. – М.: Издательский центр «Академия», – 2009. – 448 с.
4. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции: справочник. – М. : ИД «Форум» 6 ИНФРА, – 2010. – 448 с.

Приложение

Приложение 1

Таблица П.1.1

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_к$ %
ТД-10000/35	10	35	6; 10	7,5
ТД- 16000/35	16	35	6; 10	8,0
ТРДНС-25000/35	25	35	6; 10	9,5
ТРДНС-32000/35	32	35	6; 10	11,5
ТРДНС-40000/35	40	35	6; 10	11,5
ТРДНС-63000/35	63	35	6; 10	11,5

Таблица П.1.2

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_к$ %
ТДН-10000/110	10	110	6; 10	10,5
ТДН-16000/110	16	110	6; 10; 35	10,5
ТДН-25000/110	25	110	6; 10	10,5
ТД-40000/110	40	110	3; 6; 10	10,5
ТРДН-40000/110	40	110	6; 10	10,5
ТРДЦН-63000/110	63	110	6; 10	10,5
ТДЦ-80000/110	80	110	6; 10; 13	10,5
ТРДЦН-125000/110	125	110	10	10,5

Таблица П.1.3

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ СН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_к$ % ВН-СН	$u_к$ % ВН-НН	$u_к$ % СН-НН
ТДТН - 10000/110	10	110	20; 35	6; 10	10,5	17	6
ТДТН - 16000/110	16	110	20; 35	6; 10	10,5	17	6
ТДТН - 25000/l10	25	110	20; 35	6; 10	10,5	17,5	6,5
ТДТН-40000/110	40	110	20; 35	6; 10	10,5	17,5	6
ТДТН-63000/110	63	110	20; 35	6; 10	10,5	17,5	6,5
ТДТН-80000/110	80	110	35	6; 10	11	18,5	7

Таблица П.1.4

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_к$ %
ТРДН-40000/220	40	220	6; 10	12
ТРДЦН-63000/220	63	220	6; 10	12
ТДЦ-80000/220	80	220	6; 10	11
ТРДЦН-100000/220	100	220	10	12
ТДЦ-125000/220	125	220	10	11
ТРДЦН-160000/220	160	220	10; 35	12

Таблица П.1.5

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ СН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_к$ % ВН-СН	$u_к$ % ВН-НН	$u_к$ % СН-НН
ТДТН-25000/220	25	220	35	6; 10	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	220	35	6; 10	12,5	22	9,5
АТДЦТН-63000/220	63	220	110; 35	10; 6	11	35,7	21,9
АТДЦТН-125000/220	125	220	110	10; 6; 35	11	31	19

Приложение 2

Технические характеристики трансформаторов ТМ мощностью 16-630 кВА

Тип трансформатора и мощность, кВА	Напряжения, кВ		Потери, Вт		Напряжение короткого замыкания, %
	ВН	НН	холостого хода	Короткого замыкания	
ТМ-16	6-10	0.4	100	460	4.0
ТМ-25			120	600	
ТМ-40			160	880	
ТМ-63			230	1200	
ТМ-100			320	1970	
ТМ-160			460	2650	
ТМ-250			650	3100	
ТМ-400			830	5500	
ТМ-630			1050	7600	

Приложение 3

Схемы первичных соединений камер К-63

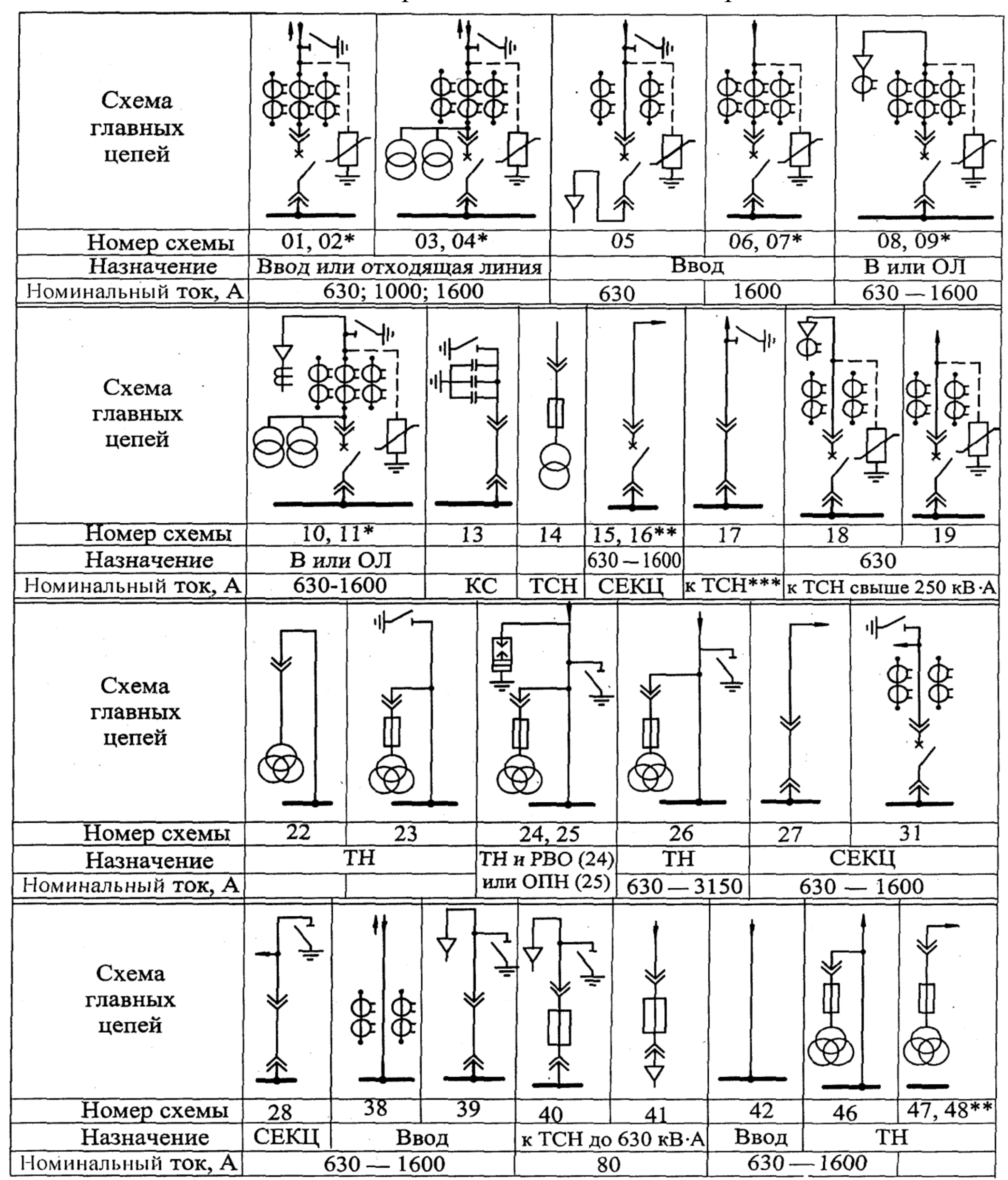


Схема главных цепей					
Номер схемы	01, 02*	03, 04*	05	06, 07*	08, 09*
Назначение	Ввод или отходящая линия		Ввод		В или ОЛ
Номинальный ток, А	630; 1000; 1600		630	1600	630 — 1600

Схема главных цепей							
Номер схемы	10, 11*	13	14	15, 16**	17	18	19
Назначение	В или ОЛ			630 – 1600		630	
Номинальный ток, А	630-1600	КС	ТСН	СЕКЦ	к ТСН***	к ТСН свыше 250 кВ·А	

Схема главных цепей						
Номер схемы	22	23	24, 25	26	27	31
Назначение	ТН		ТН и РВО (24)	ТН	СЕКЦ	
Номинальный ток, А			или ОПН (25)	630 — 3150	630 — 1600	

Схема главных цепей								
Номер схемы	28	38	39	40	41	42	46	47, 48**
Назначение	СЕКЦ	Ввод		к ТСН до 630 кВ·А		Ввод	ТН	
Номинальный ток, А	630 — 1600			80		630 — 1600		

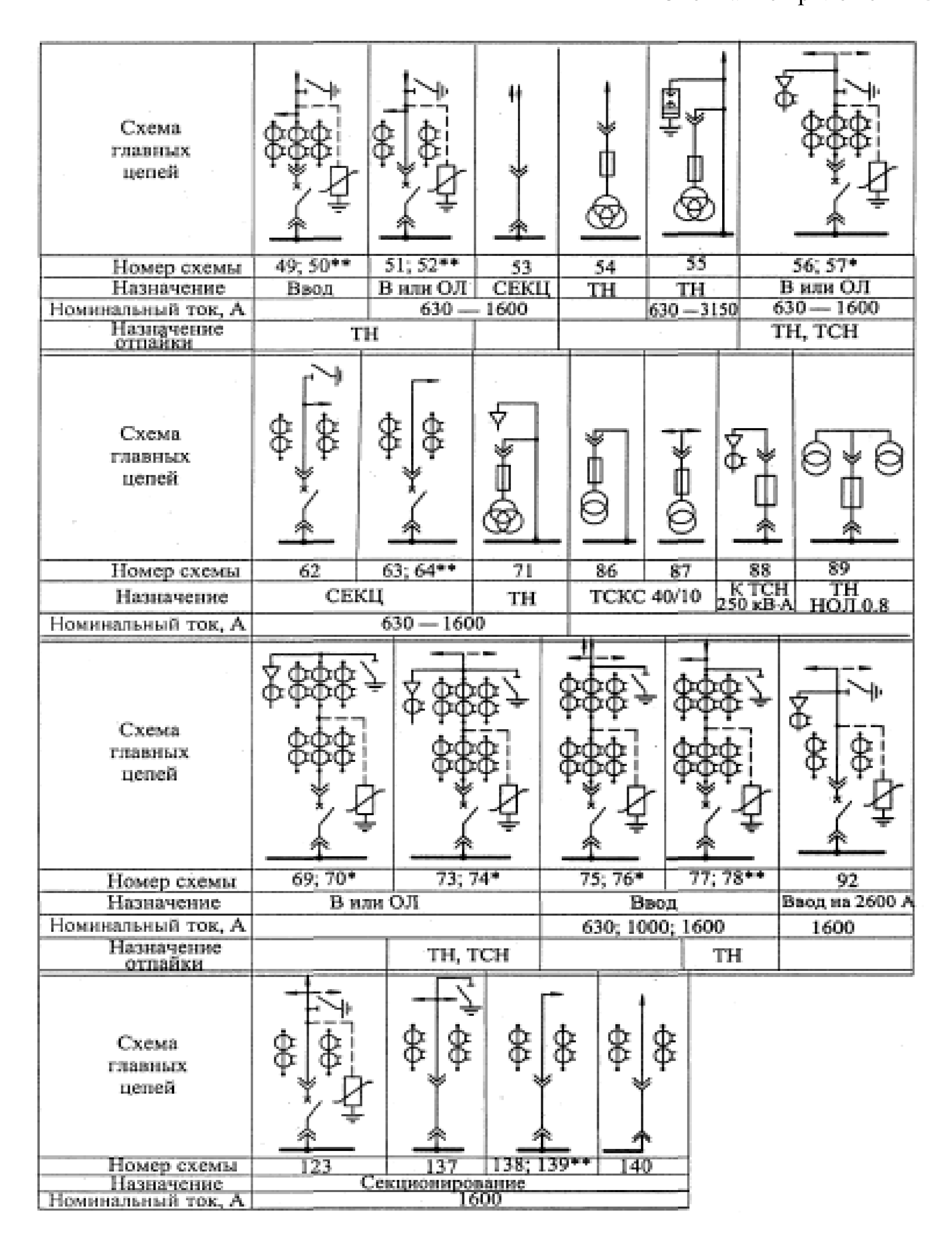


Схема главных цепей						
Номер схемы	49; 50**	51; 52**	53	54	55	56; 57*
Назначение	Ввод	В или ОЛ	СЕКЦ	ТН	ТН	В или ОЛ
Номинальный ток, А		630 — 1600			630 —3150	630 — 1600
Назначение отпайки	ТН					ТН, ТСН

Схема главных цепей							
Номер схемы	62	63; 64**	71	86	87	88	89
Назначение	СЕКЦ		ТН	ТСКС 40/10		К ТСН 250 кВ·А	ТН НОЛ.0.8
Номинальный ток, А	630 — 1600						

Схема главных цепей					
Номер схемы	69; 70*	73; 74*	75; 76*	77; 78**	92
Назначение	В или ОЛ		Ввод		Ввод на 2600 А
Номинальный ток, А			630; 1000; 1600		1600
Назначение отпайки		ТН, ТСН		ТН	

Схема главных цепей				
Номер схемы	123	137	138; 139**	140
Назначение	Секционирование			
Номинальный ток, А	1600			

Приложение 4

Технические данные одинарных бетонных реакторов

Реактор	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Длительно допустимый ток, А	Ток электродина-мической стойкости, кА
РБ, РБУ,РБГ 10-400-0,35	0,35	400	25
РБ, РБУ,РБГ 10-400-0,45	0,45	400	25
РБ, РБУ,РБГ 10-630-0,25	0,25	630	40
РБ, РБУ,РБГ 10-630-0,40	0,4	630	33
РБ, РБУ,РБГ 10-630-0,56	0,56	630	24
РБ, РБУ,РБГ 10-1000-0,14	0,14	1000	63
РБ, РБУ,РБГ 10-1000-0,22	0,22	1000	49
РБ, РБУ,РБГ 10-1000-0,28	0,28	1000	45
РБ, РБУ,РБГ 10-1000-0,35	0,35	1000	37
РБ, РБУ,РБГ 10-1000-0,45	0,45	1000	29
РБ, РБУ,РБГ 10-1000-0,56	0,56	1000	24
РБ, РБУ,РБГ 10-1600-0,14	0,14	1600	79
РБ, РБУ,РБГ 10-1600-0,20	0,2	1600	60
РБ, РБУ,РБГ 10-1600-0,25	0,25	1600	49
РБ, РБУ,РБГ 10-1600-0,35	0,35	1600	37
РБД, РБДУ 10-2500-0,14	0,14	2500	66
РБГ 10-2500-0,14	0,14	2500	79
РБД, РБДУ 10-2500-0,20	0,2	2500	52
РБГ 10-2500-0,20	0,2	2500	60
РБДГ 10-2500-0,25	0,25	2500	49
РБДГ 10-2500-0,35	0,35	2500	37
РБДГ 10-4000-0,105	0,105	4000	97
РБДГ 10-4000-0,18	0,18	4000	65

Приложение 5

Выключатели

Тип	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Номинальный ток $I_{ном}$, А	Номинальный ток отключения $I_{откл\ ном}$, кА	Содержание апериодической составляющей $\beta_н$, %	Параметры сквозного тока КЗ, кА: Ток электродинамической стойкости $i_{дин}$	$I_{дин}$	Ток термической стойкости $I_{тер}$	Время протекания тока терм. стой	Полное время отключения $t_{откл}$, с	Собственное время отключения $t_с$, с
	Масляные баковые									
С-35М-630-10У1	35	630	10	—	26	10	10	4	0,08/ 0,15	0,05/ 0,12
С-35-3200-2000-50У1	35	3200, 2000	50	—	127	50	50	4	0,08	0,055
МКП-35-1000-25	35	1000	25	—	64	25	25	4	0,08	0,05
МКП-11 ОМ-1000-20	110	1000	20	—	52	20	20	3	0,08	0,04
У - И0-2000-40У1	110	2000	40	20	102	40	40	3	0,08	0,06
У-110-2000-50У1	110	2000	50	30	135	50	50	3	0,08	0,05
У-220-2000-40У1	220	2000	40	30	105	40	40	3	0,08	0,045
Воздушные										
ВВГ-20-160	20	12500, 20000	160	—	410	160	160	4	0,14	0,12
ВВУ-35-40	35	2000, 3200	40	—	100	40	40	3	0,07	0,05
ВВБК-110Б-50	110	3150	50	35	128*	50	56	3	0,06	0,045
ВВБК-220Б-56	220	3150	56	47	143	56	56	3	0,04	0,025
ВВБК-3 30Б-40	330	3200	40	45	128	50	50	2	0,04	0,025
ВВБК-500-50	500	3200	50	45	128	50	50	2	0,04	0,025
ВВ-33О, 500Б-31,5	330, 500	2000	31,5	20	80	31,5	31,5	3	0,08	0,055
ВНВ-220-63	220	3150	63	—	162	63	63	3	0,04	0,025
ВНВ-330/500/750-40	330, 500, 750	3150, 4000	40	—	102	40	40	3	0,04	0,025
ВНВ-330/500/750-63	330,500, 750	3150, 4000	63	-	162	63	63	3	0,04	0,025

Маломасляные

ВММ-1Q-10	10	200-630	10		25	10	10	4	0,12	0,09
ВПМ-10-20	10	630, 1000	20		52	20	20	4	0,12	0,09
ВМПП, ВМПЭ-20	10	630, 1000	20	—	52	20	20	4	0,12	0,09
ВМПП, ВМПЭ-31,5	10	630-3200	31,5	—	80	31,5	31,5	4	0,12	0,09
ВК-10-20	10	630-1600	20		52	20	20	3	0,07	0,05
ВКЭ-10-31,5, ВК-10-31,5	10	630-3150	31,5		80	31,5	31,5	3	0,095	0,07
МГГ-10-45	10	3200-5000	45		120	45	45	4	0,16	0,12
МГГ-10-63	10	5000	63	_	150	64	64	4	0,13	0,1
МГУ-20-90	20	6300	90	_	300	105	87	4	0,2	0,15
ВГМ-20-90	20	11200	90		320	125	105	4	0,2	0,15
ВМУЭ-35Б-25	35	1000	25		64	25	25	4	0,075	0,05
ВМТ-110Б/220Б-20	110, 220	1000	20	25	52	20	20	3	0,08	0,05
ВМТ-110Б/220Б-20	110, 220	1250	25	36	65	25	25	3	0,06	0,035
Электромагнитные										
ВЭ-10-20	10	1250-3600	20	_	51	20	20	4	0,75	0,06
ВЭ-10-31,5	10	1250-3600	31,5	_	80	31,5	31,5	4	0,75	0,06
ВЭ-10-40	10	1600-3150	40	.	100	40	40	3	0,08	0,06
ВЭМ-6-40	6	2000	40	_	125	40	40	4	0,08	0,06
ВЭМ-6-20	6	1000	20	-	52	20	20	4	0,06	0,05
Вакуумные										
ВНВП-10/320	10	320	2	_	40	16	20	0,3	0,05	0,035
ЗВТЭ-10/630	10	630	10	60	25	10	10	3	0,05	0,03
ЗВТП-10/630-1600	10	1600	20	50	52	20	20	3	0,05	0,03
ЗВК-35В-20	35	1000	20	_	51	_	_	_	0,07	-
ЗВК-110 Б-20	110	1000	20	-	51	-	-		0,07	-

Приложение 6

Таблица П.6.1

Разъединители

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Амплитуда предельного сквозного тока КЗ, кА	Предельный ток термической стойкости / допустим время, кА/с		Тип привода
				главных ножей	заземляющих ножей	
		Для внутренней установки				
РВ, РВФ,	6	400	41	16/4		ПР-10, ПР-11
РВФЗ		630	52	20/4	20/1	
		1000	100	40/4	31,5/1	
РВ, РВО, РВЗ,	10	400	41	16/4	16/1	ПР-10, ПР-11
РВФ, РВФЗ		630	52	20/4	20/1	
		1000	100	40/4	31,5/1	
РВР, РВРЗ	10	2000	85	31,5/4	31,5/1	ПЧ-50, ПДВ-1
		2500	125	45/4	45/1	
		4000	180	71/4	71/1	
РВ, РВЗ	20	6300	220	80/4	-	ПЧ-50, ПДВ-1
		8000	300	120/4	-	
РВК	10	2000	85	31,5/4		ПР-3, ПЧ-50,
	35	2000	115	45/4	-	ПДВ-1
РВП, РВПЗ	20	12500	490	180/4	100/1	ПД-12УЗ
РВ, РВЗ	20	630	50	20/4	20/1	ПР-3
		1000	55	20/4	20/1	
РВ, РВЗ	35	630	51	20/4	20/1	ПР-3
		1000	80	31,5/4	31,5/1	
		Дли наружной установки				
РДЗ	35	1000	63	25/4	25/1	ПР-У1, ПР-ХЛ1
		2000	80	31,5/4	31,5/1	ПД-1У1
		3200	125	50/4	50/1	
	110	1000	80	31,5/3	31,5/4	
		2000	100 '	40/3	40/1	
—		3200	525	50/3	50/1	
	220	1000	100	40/3	40/1	
		2000	100	40/3	40/1	
		3200	125	50/3	50/1	
РНД, РНДЗ	330	3200	160	63/2	63/1	ПДН-1У1
	500	3200	160	63/2	63/1	
РНВ, РНВЗ	500	2000	45	16/2	16/2	ПД, ПРН
	750	4000	160	63/2	-	
РП, РПД	330	3200	160	63/2	–	ПД-2У1
	500	3200	160	63/2	–	
ЗР-10УЗ	10	–	235	90/1	–	ПЧ-50
ЗР-23уЗ	24	–	235	90/1	–	
ЗР-35УЗ	35	–	235	90/1	–	

Окончание приложения 6

Таблица П.6.2

Короткозамыкатели

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Амплитуда предельного сквозного тока КЗ, кА	Предельный ток термической стойкости/время, кА/с	Полное время включения, с	Привод
КЭ-35У	35	42	12,5/3	0,12	ПРК-1У1
КЗ-110У	110	42	12,5/3	0,12	ПРК-1У1
КЗ-220	220	51	20,0/3	0,25	ПРК-1У1
КЭ-110*	100	70	27,5/3	0,15	ППК
КЭ-220*	220	70	27,5/3	0,15	ППК

Таблица П.6.3

Отделители

Тип	Номинальное напряжение кВ,	Номинальный ток, А	Амплитуда предельного сквозного тока главных ножей, кА	Предельный ток термической стойкости/время,	Полное время отключения, с	Привод
ОД-35/630	35	630	80	12,5/3	0,5	ПРО-1У1
ОД-110/1000	110	1000	80	31,5/3	0,38	ПРО-1У1
					0,45	
ОДЗ-110/1000	110	1000	80	31,5/3	0,38	ПРО-1 У1
					0,45	
ОД-220/1000	220	1000	80	31,5/3	0,5	ПРО-1У1
ОЭ-110/1000*	110	1000	70	27,5/3	0,15	ППО
ОЗ-220/1000*	220	1000	70	27,5/3	0,15	ППО

Приложение 7

Таблица П.7.1

Трансформаторы тока

Тип	$U_{ном}$, кВ	Номинальный ток, кА		Варианты исполнения по вторичным обмоткам	Ток стойкости, кА		Время $t_{тер}$, с	Нагрузка измерительной обмотки $S_{2ном}$, ВА
		Первичный	Вторичный		Электродинамической	Термической		
ТФЭМ35-У1	35	15-600	5	0,5/ 10Р	3-127	0,7-31	3	30
		800			107	31		
		1000			134	37		
		1500			106	41		
		2000			141	55		
ТФЗМ110-У1	110	50-600	5	0,5/10Р/10Р	10-126	2-26	3	30
		400-800			62-124	14-28		
		750-1500			79-158	26-52		
		1000-2000			106-212	34-68		
ТФЗМ150-У1	150	600-1200	1; 5	0,5/10Р/10Р/10Р	52-104	14-28	3	40
		1000-2000			113-226	41,6-83		30
ТФЗМ220-У1	220	300-600	1; 5	0,5/10Р/10Р/10Р	25-50	9,8-19,6	3	30
		1000-1200			100	39,2		
		2000			100	39,2		
ТФУМ330-У1	330	1000-2000	1	0,5/10Р/10Р/10Р	160	63	1	30
		1500-3000						
		2000-4000						
ТФЗМ500-У1	500	500 1000	1	0.5/10Р/10Р/ЮР	90 180	34 68	1	30
ТФРМ500-У1	500	1000-2000	1	0,5/10Р/10Р/ЮР	120	47	1	40
		1500-3000						
		2000-4000						
ТФРМ750-У1	750	1000-2000 1500-3000 2000-4000	1	0,5/10Р/10Р/10Р/10Р	120	47	1	40

Таблица П.7.2

Трансформаторы напряжения

Тип	Номинальное напряжение обмотки			Номинальная мощность, ВА, в классе точности				Максимальная мощность, ВА
	первичной, кВ	основной вторичной, В	дополнительной, В	0,2	0,5	1	3	
НОЛ.08	6	100		30	50	75	200	400
	10	100	—	50	75	150	300	630
НОМ-10-66	10	100	-	-	75	150	300	630
ЗНОЛ.09	3/√3	100/√3	100:3	15	30	50	150	250
	6/√3		или 100	30	50	75	200	400
	10/√3			50	75	150	300	630
ЗНОЛ.Об	6/√3	100/√3	100: 3	30	50	75	200	400
	10/√3		или 100	50	75	150	300	630
	15/√3			50	75	150	300	630

Приложение 8

Таблица П.8.1

Средние удельные сопротивления грунтов

Грунт	Уд. сопротивление, Ом·м
Глина (слой 7-10м, далее скала, гравий)	70
Глина каменистая (слой 1-3м, далее гравий)	100
Земля садовая	50
Лёсс	250
Мергель	2000
Песок	500
Песок крупнозернистый с валунами	1000
Скала	4000
Суглинок	100
Супесь	300
Торф	20
Чернозем	30

Таблица П.8.2

Значение повышающего коэффициента k для различных климатических зон

Данные, характеризующие климатические зоны и тип применяемых электродов	Климатические зоны			
	1	2	3	4
Климатические признаки зон				
Средняя многолетняя низшая температура (январь), °C	От -20 до -15	От -14 до -10	От -10 до 0	От 0 до +5
Средняя многолетняя высшая температура (июль), °C	От +16 до +18	От +18 до +22	От +22 до +24	От +24 до +26
Среднегодовое количество осадков, см	40	50	50	30-50
Продолжительность замерзания воды, дни	190-170	150	100	0
Значение коэффициента $К_п$				
при применении стержневых электродов длиной 2-3м и при глубине заложения их вершины 0.5-0.8м	1,8-2	1,5-1,8	1,4-1,6	1,2-1,4
при применении протяженных электродов и при глубине заложения 0.8м	4,5-7,0	3,5-4,5	2,0-2,5	1,5-2,0

Таблица П.8.3

Коэффициенты использования вертикальных электродов

Отношение расстояния между вертикальным и электродами к их длине *a/l*	Число вертикальных электродов в ряду при расположении		$К_{и}$, в	
	в ряду	по контуру	в ряд	по контуру
1	2	4	0,84-0,87	0,66-0,72
	3	6	0,76-0,8	0,58-0,65
	5	10	0,67-0,72	0,52-0,58
	10	20	0,56-0,62	0,44-0,5
	15	40	0,51-0,56	0,38-0,44
	20	60	0,47-0,5	0,36-0,42
	-	100	-	0,33-0,39
2	2	4	0,9-0,92	0,76-0,8
	3	6	0,85-0,88	0,71-0,75
	5	10	0,79-0,83	0,66-0,71
	10	20	0,72-0,77	0,61-0,66
	15	40	0,66-0,73	0,55-0,61
	20	60	0,65-0,7	0,52-0,58
	-	100	-	0,49-0,55
3	2	4	0,93-0,95	0,84-0,86
	3	6	0,9-0,92	0,78-0,82
	5	10	0,85-0,88	0,74-0,78
	10	20	0,79-0,83	0,68-0,73
	15	40	0,76-0,8	0,64-0,69
	20	60	0,74-0,79	0,62-0,67
	-	100	-	0,59-0,65

Таблица П.8.4

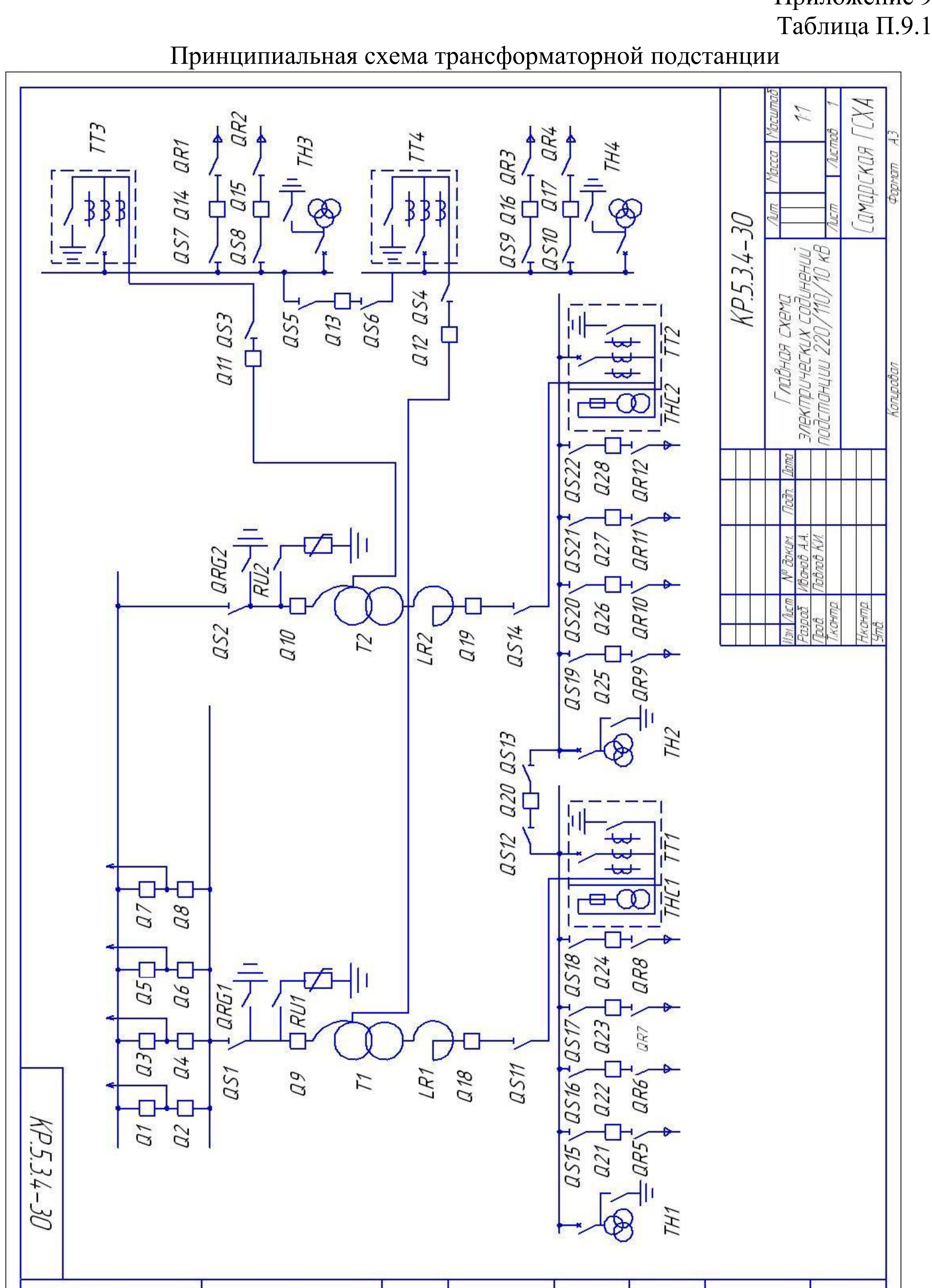
Коэффициенты использования горизонтальных электродов

Отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине *a/l*	Коэффициент использования $К_{и,г,э}$ при числе вертикальных электродов в ряду и при расположении их в ряд							
	4	5	6	10	20	30	50	65
1	0,77	0,74	0,67	0,62	0,42	0,31	0,21	0,2
2	0,89	0,86	0,79	0,75	0,56	0,46	0,36	0,34
3	0,92	0,9	0,85	0,82	0,68	0,58	0,49	0,47

Приложение 9

Таблица П.9.1

Принципиальная схема трансформаторной подстанции



Окончание приложения 9

Таблица П.9.2

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
			Q1...Q11,Q22,Q23,Q24	ВМТ-110Б/220 Б20	14	
			T1,T2	АТД ЦТН-125000/220	2	
			QS1,QS2	РДЗ-220-1000	2	
			LR1,LR2	РБДГ 10-2500-0,35	2	
			TT1,TT2	ТФЗМ 35-41	2	
			TT3,TT4	ТФЗМ 110-41	2	
			TH1,TH2	НОЛ.08	2	
			TH3,TH4	НПФ-110-58	2	
			TCH1,TCH2	ТМ-160	2	
			QS3...QS10	РДЗ-110-2000	8	
			QS11...QS22	РВРЗ-10-4000	11	
			Q11...Q17	ВМТ-110Б-20	7	
			Q18...Q28	ВКЭ-10-31,5	10	

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КР.5.3.4-30			
Разраб.		Иванов А.А.			Главная схема электрических соединений подстанции 220/110/10кВ	Лит.	Лист	Листов
Пров.		Павлов К.И.						1
Н.контр.						ФГБОУ ВПО СГСХА		
Утв.								

Копировал Формат А4

Приложение 10

Министерство сельского хозяйства РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Самарская государственная сельскохозяйственная академия»

кафедра «**Электрификация и автоматизация АПК»**

Курсовая работа

по дисциплине**: Электрические станции и подстанции**

Тема: **Расчет трансформаторной подстанции мощностью…**

Выполнил:
Студент _____ курса
Группы ______
специальности (направления подготовки) ____
____

личный номер ___________________
(номер зачетной книжки)

____
(Фамилия, Имя, Отчество студента полностью)

Проверил:_______________________________________ / /
(подпись) *(инициалы, фамилия)*

Оценка____
(цифрой и прописью)

Кинель 201 г

Учебное издание

Нугманов Сергей Семёнович

Расчет трансформаторной подстанции

Методические указания для выполнения курсовой работы по дисциплине «Электрические станции и подстанции»

Отпечатано с готового оригинал-макета
Подписано в печать 27.12.2013 г. Формат 60×84 1/16.
Усл. печ. л. 6,6, печ. л. 7,1.
Тираж 100. Заказ №156.

Редакционно-издательский центр Самарской ГСХА
446442, Самарская область, п.г.т. Усть-Кинельский, ул. Учебная 2
Тел. : 8 (84663) 46-2-44, 46-6-70.
Факс 46-6-70.
E-mail: ssaariz@mail.ru